

Begleitdokument des Vorsitzenden der Kommission zur zukünftigen Beschaffung von Blindleistung

Inhalt

Einführende Worte.....	2
Angeführte Gründe gegen eine marktwirtschaftlich basierte Blindleistungsbeschaffung.....	3
Stellungnahme des Vorsitzenden zum Thema Abweichung der TAB von den TAR hinsichtlich der Vorgaben zur Blindleistungsvorhaltung:	6
Stellungnahme des Vorsitzenden zum Thema Kehrpflicht:	9
Stellungnahme des Vorsitzenden zum Thema Einbezug der NS-Ebene bzw. Anlagen < 30 kW: ..	12
Gründe für eine marktwirtschaftliche Beschaffung und Vergütung von Blindleistung	14
Vorschlag des Vorsitzenden für die künftige Beschaffung von Blindleistung	16
Q-Beschaffung über TAR/TAB.....	18
Präferierter Ansatz	18
Alternative Ansätze	22
Q-Beeinflussung über P-Q-t-Netzentgeltsystem bzw. (P)-Q-t-Verrechnung.....	23
Präferierter Ansatz	23
Alternativer Ansatz.....	29
Q-Beschaffung über Q-Markt.....	29
Netzsicherheitsmanagement.....	31
Abschließende Bemerkungen	32

Einführende Worte

Die Energiewende fordert uns alle sehr stark heraus. Steigende Strompreise gefährden den Wirtschaftsstandort Deutschland und den sozialen Frieden in unserer Gesellschaft.

Die Lösung technischer Herausforderungen hat bereits zu zahlreichen Innovationen in unserem Land geführt. Darüber hinaus brauchen wir eine überzeugende und nachhaltige Antwort auf die Frage, wie wir die Kosten der Energieversorgung und im speziellen der Stromversorgung, da sie über die Sektorenkopplung zunehmend auch für die anderen Energiebereiche die Basis bildet, so gering wie möglich halten.

Hier helfen die technischen Innovationen alleine nicht weiter. Wir müssen ein System konzipieren, welches die besten davon zum Einsatz bringt; aber auch nur in dem Maße, wie es volkswirtschaftlich sinnvoll ist. Daraus wird deutlich, dass dem ökonomischen, normativen, regulatorischen und gesetzlichen Rahmen die entscheidende Rolle zukommt.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien zeigt, dass über das Instrument der Ausschreibungen der Wettbewerb zu deutlichen Kostensenkungen führen kann.

Wer hätte sich bis vor 30 Jahren vorstellen können, dass einmal die Regelleistung nicht verpflichtet in allen Kraftwerken bereitgestellt werden würde und muss, sondern diese marktwirtschaftlich beschafft werden wird. Auch hier gab es erhebliche Bedenken, ja vermeintliche Gewissheit, dass damit die Systemsicherheit nicht mehr gewährleistet werden könne. Heute sind Regelleistungsmärkte selbstverständlich und eine Erfolgsgeschichte für enorme Kostenreduktion.

Nun stehen die anderen Systemdienstleistungen im Fokus der Frage, ob auch diese zukünftig marktwirtschaftlich beschafft werden sollten. Auch hier gehen die Meinungen weit auseinander, ob dies angemessen und sinnvoll ist. Wichtig ist dabei der Hinweis, dass marktwirtschaftliche Beschaffung nicht nur auf die Frage zielt, ob Blindleistung künftig vergütet werden muss. Vielmehr bedeutet es auch, die Anreize im Gesamtsystem so zu setzen, dass die Errichtung von Blindleistungskapazitäten, die betriebliche Vorhaltung und der Einsatz von Blindleistung möglichst sorgsam, d. h. in ausreichendem, aber sparsamen Maße erfolgt. Blindleistung dient in erster Linie der Spannungshaltung. Deshalb muss ein effizientes System nicht nur die kostengünstigsten Blindleistungspotenziale erschließen, sondern diese auch in gleichwertigem Kosten-Wettbewerb zu allen anderen alternativen Technologien zur Spannungshaltung stellen. Insofern umfasst die zu gebende Antwort auf die Frage nach der künftigen Beschaffung der Blindleistung z. B. auch die Schnittstellen zwischen den Netzbetreibern und hier u. a. die Gestaltung eines sachgerechten Poolings von mehreren Netzverknüpfungspunkten oder die Hoheit über die Spannungsregelung der Transformatoren, die grundsätzlich unabhängig von den eigentumsrechtlichen Besitzverhältnissen gesehen werden sollte.

Gleich zu Beginn möchte ich auf die Argumente eingehen, die von einigen gegen eine marktwirtschaftliche Beschaffung angeführt werden. Einige Argumente habe ich im Rahmen der Blindleistungskommission ausführlicher in Stellungnahmen analysiert. Diese sind in dem vorliegenden Begleitdokument in Anschluss daran zu finden. Danach gehe ich kurz auf die Gründe ein, die aus meiner Sicht für eine marktwirtschaftliche Beschaffung der Blindleistung sprechen. Zum Schluss ist in diesem Begleitdokument meine Vorstellung zur künftigen Beschaffung von Blindleistung beschrieben.

Angeführte Gründe gegen eine marktwirtschaftlich basierte Blindleistungsbeschaffung

Gegen eine gegenüber heute weitergehende, marktwirtschaftlich basierte Blindleistungsbeschaffung sprechen sich im wesentlichen Netzbetreiber aus. Folgende Argumente werden dazu angeführt:

- Die **Transaktionskosten** würden die Kosteneinsparungen übersteigen.
- Blindleistung ist **ortsbezogen** und kann **nicht** über weite Strecken oder Spannungsebenen **transportiert** werden.
- Aufgrund des starken Ortsbezuges existiert **keine ausreichende Liquidität** im Angebot bzw. bei einer marktwirtschaftlichen Beschaffung von Blindleistung.
- Die (systemische) **Planbarkeit der Netzentwicklung** würde erschwert.
- Erzeugungsanlagen verursachen Spannungsanhebungen, weshalb sie durch Blindleistungsbereitstellung einen Solidarbeitrag leisten müssten („**Kehrpflicht**“).
- Die marktliche Beschaffung führe zu **höheren Netzentgelten**.

Transaktionskosten. In der Tat muss das Argument des möglicherweise hohen Abrechnungs- und Verwaltungsaufwandes gegen eine im Vergleich zu heute im Volumen deutlich umfangreichere marktwirtschaftlich organisierte Q-Beschaffung genau untersucht werden. Hierbei ist zu beachten, dass grundsätzliche Abrechnungsprozesse bereits etabliert sind und geeignete Zähler zur messtechnischen Erfassung bereits installiert sind bzw. nicht zwingend benötigt wird, vor allem in Hinblick auf die Vergütung für die Errichtung von Blindleistungskapazitäten, aber auch für die meisten Regelstrategien zum Blindleistungseinsatz. Die Transaktionskosten werden mittlerweile selbst von einigen Netzbetreibern als gering eingestuft.

Ortsbezug und Transportierbarkeit. Grundsätzlich stimmt die Aussage, dass Blindleistung einen starken Ortsbezug hat. Dennoch kann sie unter Beachtung von Netzrestriktionen transportiert werden und wird dies schon seit jeher. Die Spannungsblindleistungsregelung, welche die Netzbetreiber in den letzten Jahren bis in die Niederspannungsebene hinunter eingeführt haben, basiert ja physikalisch auf dem Transport von Blindleistung über Leitungen und Transformatoren, um so die Spannung zu beeinflussen.

Dass Blindleistung im Gegensatz zur Wirkleistung ein lokales Phänomen sei, stimmt in dieser unspezifischen Ausdrucksweise nicht. Blindleistung muss nicht genau an einem Ort bereitgestellt werden. Stattdessen sollte eher von einem Einzugsgebiet gesprochen werden, innerhalb dessen die Effektivität der Blindleistung (hinsichtlich ihrer technischen Wirkung) von einem optimalen Netzknoten aus zwar abnimmt, aber durchaus die Effizienz (hinsichtlich einer Gesamtkostenbewertung) auch an anderen Stellen gegeben oder sogar höher ist. Im Übrigen wurde bisher in den seltensten Fällen die Blindleistung im Punkt maximaler Effektivität bereitgestellt. Viele Kraftwerke befinden sich zwar nahe an den Lastzentren, aber meist nicht direkt im Lastzentrum selbst. Von daher wurde schon immer die von den Lasten bezogene Blindleistung über entsprechende Strecken transportiert. Die Spannung an den Netzknoten mit hohen Lasten wurde durch die Blindleistung aus den bis über 100 km entfernten Kraftwerken über dem zulässigen bzw. gewünschten Minimalwert gehalten. Der Blindleistungsbedarf der Nieder- und Mittelspannungsnetze wurde bislang grundsätzlich und nahezu ausschließlich über die in der Hoch- und vor allem in den Höchstspannungsnetzen installierten Erzeugungsanlagen gedeckt. Die Blindleistung wurde also vom Übertragungsnetz aus bis in die Ortsnetze geliefert.

Selbstverständlich kann Blindleistung umgekehrt von den unteren Spannungsebenen für die vorgelagerten Netze bereitgestellt werden. Jede kVAR in der Niederspannung macht sich im Gesamtsystem überwiegend sogar mit Verstärkungseffekten bemerkbar. Insofern kann auch aus den untersten Spannungsebenen ein Beitrag zum Blindleistungshaushalt geleistet werden. In diesem Zusammenhang wird gerne darauf hingewiesen, dass dies nicht möglich sei, weil dort die lokale Spannungshaltung dies nicht zulasse. Auch diese Aussage ist in so unspezifischer Art und Weise nicht haltbar. Selbst „hochausgelastete“ Netze kommen nur in wenigen Stunden im Jahr an Ihre Auslastungs- und Spannungsgrenzen, in denen der Blindleistungsaustausch – und das i. d. R. auch nur in eine Richtung sowie für einzelne Netzabschnitte – eingeschränkt ist. Weitere Informationen dazu finden sich im Endbericht. Deutlich ausführlicher wird in der vom BMWi beauftragten und aktuell bearbeiteten Blindleistungsstudie II eingegangen, deren Ergebnisse Anfang 2021 vorliegen.

Unzureichende Liquidität. Häufig wird gegen eine marktgestützte Q-Beschaffung ins Feld geführt, dass durch den stärkeren Ortsbezug der Blindleistungserbringung die angebotene Q-Menge bzw. die Anzahl der potenziellen Anbieter zu gering für einen ausreichend liquiden „Q-Markt“ sein würde und daraus eine Gefährdung der Netzsicherheit entstünde. Dieses „Second-source-Problem“ besteht nach meiner Ansicht nach jedoch nicht. Erstens kommen künftig weitere Blindleistungspotenziale durch Erzeugungsanlagen und Speicher hinzu. Zweitens werden bei Etablierung geeigneter marktlicher Beschaffungsprozesse grundsätzlich zusätzliche Blindleistungspotenziale von Bezugsanlagen oder von Erzeugungsanlagen (z. B. wirkleistungsunabhängige Bereitstellung) erschlossen. Drittens stehen dem Netzbetreiber zahlreiche eigene und andere Lösungsmaßnahmen offen. Dazu muss man sich vor Augen halten, dass die Systemdienstleistung (SDL) Spannungshaltung nicht nur durch ein mögliches SDL-Produkt „Blindleistung aus EZA“ erbracht werden kann. Auch andere Produktformen sind für die SDL Spannungshaltung möglich. Die Liquidität ist eben dadurch gegeben, dass zwar nicht gleiche, aber gleichwertige SDL-Produkte gemeinsam zu betrachten und zu bewerten sind. Unter den zahlreichen Lösungsmaßnahmen seien netzbetreibereigene Kompensationsanlagen oder die Einspeisespitzenkappung/Redispatch genannt. Der Netzbetreiber hat bei geeigneter Ausgestaltung der künftigen Blindleistungsbeschaffung auf allen Entscheidungsstufen (s. Endbericht) Alternativen und damit kein Liquiditätsproblem, verantwortungsvolles Handeln der Netzbetreiber vorausgesetzt. Das Argument der mangelnden Liquidität basiert auf der (falschen) Vorstellung, dass nur Blindleistung von Dritten zur Spannungshaltung eingesetzt und diese nur über einen kurzfristigen „Q-Markt“ beschafft werden kann oder sollte.

Standardisierung. Mit Standardisierung ist gemeint, dass eine flächendeckende Errichtung von Blindleistungskapazitäten zu Einsparungen der blindleistungsbedingten Mehrkosten auf Seiten der Erzeugungsanlagen oder Speicher gegenüber einer individuellen Errichtung der tatsächlich notwendigen bzw. sinnvollen Bereitstellung von Blindleistung führe. Nur Anlagen mit Synchronmaschinen bis 100 kW weisen tatsächlich Standardisierungsvorteile auf. Bei allen anderen Anlagen können keine Kosteneinsparungen erzielt werden, da die Anlagen individuell bzw. projektspezifisch ausgelegt werden müssen. So ergeben nicht einmal mit Blick auf die spezifischen Mehrkosten für die Errichtung der Blindleistungskapazitäten Standardisierungsvorteile. Dieses Argument wird auch in der Stellungnahme „Abweichung der TAB von den TAR hinsichtlich der Vorgaben zur Blindleistungsvorhaltung“ beleuchtet.

Planbarkeit der Netzentwicklung. Dieses Argument zielt darauf ab, dass sich mögliche Fehlinvestitionen seitens der Netzbetreiber aufgrund der unvorhersehbaren Entwicklung der Last- und Erzeugungsstruktur sowie das Risiko von umfangreichen Nachrüstungen vermeiden

ließen, wenn der Netzbetreiber flächendeckend Blindleistungsanforderungen erhebt und nicht individuell nur entsprechend dem tatsächlichen Bedarf.

In der Stellungnahme „Abweichung der TAB von den TAR hinsichtlich der Vorgaben zur Blindleistungsvorhaltung“ wird aufgezeigt, dass beide Aspekte nicht haltbar sind. Zum ersten Aspekt ist hinzuzufügen, dass der Netzbetreiber bei allen anderen Maßnahmen zur Spannungshaltung auch immer deren Wirtschaftlichkeit abwägen muss und bei der Entscheidungsfindung auch keine verlässlichere Vorhersage über die Entwicklung der Last- und Erzeugungsstruktur hat. Warum sollte also Blindleistung anders behandelt werden? Ganz im Gegenteil wird hier die starke Asymmetrie zwischen Blindleistung und allen anderen Maßnahmen zur Spannungshaltung deutlich. Beim zweiten Aspekt ist festzustellen, dass der Status Quo die Gefahr von Nachrüstungen und Änderungen der Parametrierungen der Anlagen sogar erhöht, wenn der Netzbetreiber den individuellen Bedarf und Einsatz an Blindleistung nicht prüft und Blindleistungsanforderungen pauschal und flächendeckend erhebt. Insbesondere im Umfang entstehen deutlich höhere Kosten bei potenziellen Systemumstellungen, da bei flächendeckenden Blindleistungsbereitstellung alle Anlagen betroffen sind.

Kehrpflicht. Dieses Argument wird sehr ausführlich in der Stellungnahme „Kehrpflicht“ analysiert und als untauglich begründet. Es wird hier deshalb nicht näher darauf eingegangen.

Höhere Netzentgelte. Es ist richtig, dass höhere Netzentgelte drohen, wenn Netzbetreiber Blindleistung marktlich beschaffen und in deutlich größerem Umfang vergüten müssten. Die Kosten der Blindleistungsbereitstellung müssen die Betreiber von Erzeugungsanlagen oder Speicher derzeit selber tragen und diese in ihre Stromhandelspreise einpreisen. Vergütungen führen in der Tat zunächst zu einer Kostenverlagerung von der Erzeugungsseite auf die Netzseite, wo sie sachlich auch sinnvoller verankert wären (mit Blick auf einen technologieneutralen Kosten-Wettbewerb zwischen den anderen Maßnahmen zur Spannungshaltung). Dieses Problem kann jedoch z. B. dadurch gelöst werden, indem Erzeugungsanlagen einen finanziellen Beitrag für die Netzsicherheit leisten. Dadurch können höhere Netzentgelte vollständig vermieden und trotzdem Einsparungen auf der Erzeugungsseite realisiert werden. Es handelt sich bei diesem Aspekt also um kein grundsätzliches Merkmal der marktlichen Beschaffung von Blindleistung, sondern um eine sekundär zu lösende Kostenverteilungssystematik.

Teilweise werden in den Diskussionen noch weitere Aspekte gegen eine marktliche Beschaffung angeführt. Bei näherer Betrachtung haben sich keine davon als haltbar herauskristallisiert.

Stellungnahme des Vorsitzenden zum Thema Abweichung der TAB von den TAR hinsichtlich der Vorgaben zur Blindleistungsvorhaltung:

Viele Netzbetreiber sprechen sich dafür aus, dass ein zukünftiges System für die Beschaffung von Blindleistung nicht anreizen sollte, dass Netzbetreiber in ihrem Gebiet oder im Einzelfall niedrigere Anforderungen als in den TAR vorgegeben an Erzeugungsanlagen stellen. Hierfür werden folgende Aspekte angeführt:

- Die Übernahme der TAR-Vorgaben stelle eine essentielle Grundlage zur Einhaltung der Netzsicherheit dar.
- Die Übernahme der TAR-Vorgaben gewährleiste eine (systemische) Planbarkeit der Netzentwicklung, indem sie Fehlinvestitionen seitens der Netzbetreiber und das Risiko von umfangreichen Nachrüstungen vermeide.
- Eine einheitliche Vorgabe sei zur Standardisierung von Erzeugungsanlagen notwendig. Standardisierung senke die Kosten des Gesamtsystems.
- Der EU-Netzkodex RfG sieht Mindestanforderungen an die Blindleistungsvorhaltung vor.
- Wird von den TAR abgewichen, könne keine Diskriminierungsfreiheit mehr gewährleistet werden.

Im Folgenden wird dazu Stellung genommen und dabei alle bisher genannten Aspekte und Argumente berücksichtigt. Voranstellend sei bemerkt, dass jeder Netzbetreiber nach § 2 Abs. 1 iVm. § 1 Abs. 1 EnWG verpflichtet ist, nicht nur zu einer sicheren, sondern auch zu einer möglichst effizienten und preisgünstigen Versorgung beizutragen (Wirtschaftlichkeitsgebot). Um den Zweck zu erreichen, sollen nach § 1 Abs. 4 Nr. 3 EnWG Erzeugungsanlagen und Speicher möglichst effizient und flexibel in dem Umfang eingesetzt werden, der erforderlich ist, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Systems zu gewährleisten. Um die Spannungsgrenzwerte einzuhalten, sind vorgebbare Blindleistungsanforderungen an Erzeugungsanlagen lediglich ein Werkzeug. Mittlerweile existieren zahlreiche Alternativen zur Blindleistung für die Spannungshaltung. Aufgrund des Wirtschaftlichkeitsgebots hat der Netzbetreiber bei der Ausbauplanung deshalb zu prüfen, welche der verschiedenen Maßnahmen dem Ziel einer möglichst preisgünstigen Versorgung am nächsten kommt. Aus Sicht des Gesamtsystems muss sowohl die Vorhaltung als auch der Einsatz von Blindleistung möglichst preisgünstig erfolgen. An die Anlagen sind Blindleistungsanforderungen deshalb nur in dem Umfang zu stellen, soweit sie in der Gesamtbetrachtung effizient zur Systemstabilität beitragen können.

Nach § 49 EnWG wird vermutet, dass die TAR den Stand der Technik darstellen. Netzbetreiber können sich dennoch nicht automatisch darauf verlassen, dass Spannungsgrenzwerte eingehalten werden, wenn sie die Blindleistungsanforderungen der TAR in ihren TAB übernehmen. Die Vermutung entlastet den Netzbetreiber nicht, schon aufgrund der sich ständig verändernden Last- und Einspeisestruktur die Strom- und Spannungswerte in ihrem Netzgebiet regelmäßig zu überprüfen und vorrauschauend zu planen, auch bei jedem neuen Anschluss von Netznutzern. Die Übernahme der Blindleistungsanforderungen der TAR gewährleistet damit nicht, dass die Netzsicherheit gewährleistet wird. In dieser Hinsicht stellt sie also auch keine essentielle Grundlage zur Einhaltung der Netzsicherheit dar.

Mit einer vereinfachten oder systemischen Planbarkeit der Netze durch eine flächendeckende Vorhaltung von Blindleistung ist gemeint, dass der Netzbetreiber mehr Anlagen an das Netz anschließen kann, bevor ein konventioneller Netzausbau notwendig ist. Mit einheitlichen Anforderungen an die Erzeugungsanlagen verringere sich die Gefahr von möglichen Fehlinvestitionen des Netzbetreibers (z. B. für Leitungsneubau, zusätzliche Stationen, ...), wenn er die Entwicklung der Erzeugungs- und Laststruktur falsch einschätzt, da er die Entwicklung länger beobachten kann. Die Verringerung dieses Risikos wird jedoch durch die Mehrausgaben

der Erzeugungsanlagen erkauft. Und diese fallen in jedem Fall und in allen Anlagen an. Bei flächendeckender Blindleistungsvorhaltung sind die Fehlinvestitionen auf die Anlagenseite abgewälzt. Der Netzbetreiber kennt die Entwicklungsmöglichkeiten in seinem Netzgebiet aber am besten. Sollte er diese dennoch falsch einschätzen und später einen größeren Bedarf erkennen, so kann er ihn punktuell decken. Dem Netzbetreiber stehen außerdem auch andere Maßnahmen zur Spannungshaltung und Blindleistungsbeschaffung zur Verfügung. Umfangreiche Nachrüstungen bestehender Kundenanlagen zur Blindleistungserbringung sind damit technisch gesehen nicht notwendig. Der Netzbetreiber hat aber möglicherweise nicht nur bei einer Unterdimensionierung, sondern auch bei einer flächendeckenden Überdimensionierung Probleme. Eine pauschale flächendeckende Vorgabe von Q-Regelkennlinien könnte dazu führen, dass im Nachhinein nachteilige Auswirkungen dieser (z. B. auf den Q-Haushalt, auf transiente Spannungsstabilität des Verbundsystems, ...) festgestellt werden und gerade dann hohe Kosten für Umrüstungen/-parametrierungen entstehen. Dahingehend wird das Risiko von Umrüstungen sogar gesenkt, wenn keine flächendeckende Bereitstellung von Blindleistung erfolgt.

Standardisierungen sind wichtig, um Schnittstellen und Produkte zu vereinheitlichen und technische Systeme zu koordinieren. Sie können die Effizienz eines Systems erhöhen. Für die Blindleistung bietet sich ein Standardisierungsvorteil, wenn Schnittstellen (z. B. für den Abruf von Blindleistung, Einstellmöglichkeiten von Regelkennlinien usw.) und die möglichen Produkte (z. B. mögliche Blindleistungsstellbereiche in Höhe und Form) festgelegt sind. Abgesehen davon, bringt für die meisten Anlagen eine Standardisierung keinen Effizienzgewinn. Denn die Vorgaben für die Blindleistungsbereitstellung beziehen sich auf den Netzverknüpfungspunkt. Um die Anforderungen am Netzverknüpfungspunkt einzuhalten, wird jedes Projekt individuell ausgelegt (Verkabelung, Transformatoren, Kompensationsanlage). Auch größere Generatoren werden individuell ausgelegt und Umrichter für die Erzeugungsleistung und Blindleistungserbringung konfiguriert bzw. aus mehreren Modulen/Einheiten aufgebaut. Lediglich bei kleineren Synchrongeneratoren existieren standardisierte Baureihen mit wenigen Leistungsabstufungen. Hier wird keine individuelle Anpassung auf die Blindleistungsfähigkeit vorgenommen. Es gibt also heute keine generelle Standardisierung der Blindleistungsvorhaltung. Durch die einheitliche Anwendung der Blindleistungsvorgaben der TAR kann nur bei kleineren Synchrongeneratoren Effizienz durch Standardisierung erzielt werden. Daher sollten auch nur hier standardisierte Vorgaben angewandt werden. Dabei sollte aber ein geeignetes Monitoringsystem implementiert werden, mit dem transparent aufgezeigt werden kann, in welchem Umfang Blindleistung tatsächlich eingesetzt wird. Bei geringem Einsatz können und sollten die standardisierten Anforderungen dann gesenkt werden.

An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass die bisherige Studienlage aufzeigt, dass andere Maßnahmen zur Spannungshaltung kostengünstiger sein können als die flächendeckende Vorhaltung der Blindleistungsfähigkeit von Erzeugungs- und Speicheranlagen sowie von Ladesäulen für die Elektromobilität. Durch den Ortsbezug wirkt Blindleistung unterschiedlich stark auf ein Spannungsproblem. Eine flächendeckende Vorgabe von vorzuhaltender Blindleistung bedeutet, dass Blindleistung auch an nicht so wirkungsvollen Netzknoten vorgehalten wird. Bei flächendeckender Vorgabe wird langfristig mit über 200 GVar (s. auch BMWi-Blindleistungsstudie) ein Vielfaches von der benötigten Menge vorgehalten. Vor diesem Hintergrund liegt die Vermutung nahe, dass mit einer flächendeckenden Vorhaltung von Blindleistung keine volkswirtschaftliche Effizienz zu erreichen ist.

Der EU-Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger (RfG) verbietet eine Abweichung von den TAR auch nicht. Dort finden sich auch keine konkreten Vorgaben zu Mindestanforderungen für eine vorzuhaltende Blindleistungsfähigkeit. Stattdessen sind ein äußerer Rahmen sowie maximale Bereichsgrenzen festgelegt, die nicht überschritten werden

dürfen. Die EU-Netzkodizes weisen in ihren Erwägungsgründen 15 (RfG) bzw. 9 (DCC) darauf hin:

Die Anforderungen sollten auf den Grundsätzen der Diskriminierungsfreiheit und Transparenz beruhen und darauf abzielen, ein optimales Verhältnis zwischen höchstmöglicher Gesamteffizienz und den geringsten Gesamtkosten für alle beteiligten Akteure zu erreichen.

Der RfG stellt sogar fest (ebenfalls im Erwägungsgrund 15):

Sie (Anm.: die Anforderungen) sollten daher den Unterschieden der Stromerzeugungstechnologien mit ihren inhärenten unterschiedlichen Eigenschaften Rechnung tragen und angesichts regionaler Besonderheiten dazu beitragen, in bestimmten geografischen Gebieten unnötige Investitionen zu vermeiden

und speziell zur Blindleistungsbereitstellung mahnt der RfG im Erwägungsgrund 24:

Der Bedarf an Blindleistungskapazität hängt von mehreren Faktoren wie etwa dem Vermaschungsgrad des Netzes und dem Verhältnis zwischen Einspeisung und Verbrauch ab, was bei der Festlegung der Anforderungen an die Blindleistungskapazität berücksichtigt werden sollte. Unterscheiden sich die Merkmale regionaler Netze innerhalb des Verantwortungsbereichs eines Netzbetreibers, könnte es sinnvoll sein, mehrere Profile festzulegen. So ist eine Blindleistungserzeugung („nacheilender“ Leistungsfaktor) bei Überspannungen und eine Blindleistungsaufnahme („voreilender“ Leistungsfaktor) bei Unterspannungen möglicherweise nicht erforderlich. Anforderungen an die Blindleistung können mit Beschränkungen für die Auslegung und den Betrieb von Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung verbunden sein. Daher ist es wichtig, die für einen effizienten Netzbetrieb tatsächlich erforderlichen Kapazitäten gründlich zu prüfen.

Der EU-Netzkodex RfG verlangt von den Netzbetreibern also keine einheitliche flächendeckende Vorgabe von Mindestanforderungen hinsichtlich der Blindleistungsbereitstellung. Er weist sogar ausdrücklich darauf hin, dass *die für einen effizienten Netzbetrieb tatsächlich erforderlichen Kapazitäten zu prüfen und unnötige Investitionen zu vermeiden sind.*

Für eine diskriminierungsfreie Behandlung der Netznutzer bedarf es ebenfalls keiner Vorgabe einheitlicher Blindleistungsanforderungen. Eine Diskriminierung besteht dann, wenn Anlagen ungleich behandelt werden. Eine Vergütung stellt die Anlagen jedoch gleich, indem sie Kosten, die für die Investition und den Abruf entstehen, ausgleicht. Vielmehr werden Anlagen unter den derzeitigen Rahmenbedingungen diskriminiert. Denn Anlagen sind unterschiedlich stark hinsichtlich ihrer Aufwendungen zur Erfüllung der Blindleistungsanforderungen betroffen und werden zudem unterschiedlich stark für die Blindleistungskompensation abgerufen. Ihnen entstehen damit unterschiedliche Kosten. Sie werden trotz gleicher Anforderungen ungleich behandelt und damit diskriminiert. Eine Vergütung für die Aufwendungen für die Vorhaltung der Blindleistungsfähigkeit und den Abruf von Blindleistung gewährleistet damit nicht nur die Diskriminierungsfreiheit, sie fördert sogar diese, bei geeigneter Ausgestaltung und Differenzierung gegenüber einer kostenlos zu erbringenden Blindleistungsbereitstellung. Zudem erfüllt sie die Anforderung im Clean-Energy-Package einer marktlichen Beschaffung von Systemdienstleistungen.

Fazit:

Ein striktes Festhalten an den Blindleistungsvorgaben der TAR ist weder technisch zur Netzplanung notwendig, noch wirtschaftlich zur Standardisierung erforderlich. Eine flächendeckende Blindleistungsvorgabe führt zur Diskriminierung und zu unnötigen Kosten und verstößt damit gegen das Wirtschaftlichkeitsgebot des EnWG.

Stellungnahme des Vorsitzenden zum Thema Kehrpflicht:

Die Diskussion um die von Netzbetreibern im Rahmen der TAR/TAB forderbare Blindleistungsbereitstellung entzündet sich im Wesentlichen an der Frage, welche Blindleistung in Höhe und Form der Vorhaltung (z. B. v-förmig, trichterförmig, ...) kostenlos durch alle Anlagenbetreiber erbracht werden muss. Hierzu werden vor allem zwei Aspekte angeführt:

- Durch die Einspeisung entstehen Spannungsanhebungen und infolgedessen potenzieller spannungsbedingter Netzausbaubedarf. Dieser soll durch die Blindleistungsbereitstellung verringert werden können („Kehrpflicht“ für unmittelbare Wirkung am Netzanschlusspunkt).
- Durch den Transport der aus Erzeugungs- und Speicheranlagen eingespeisten bzw. bezogenen Energie entstehen zusätzliche Lastflüsse und infolgedessen Q-Bedarfe durch die höher ausgelasteten Netzbetriebsmittel. Diese Wirkung im Gesamtsystem soll durch Blindleistungsbereitstellung (teil-)kompensiert werden können („Solidarbeitrag“ für mittelbare Wirkung im vorgelagerten System sowie für Wirkung anderer Anlagen).

Im Folgenden wird dazu Stellung genommen, die alle bisher genannten Aspekte und Argumente dazu berücksichtigt. Die Stellungnahme lässt sich in vier Hauptaspekte untergliedern:

1. Eine Kehrpflicht sowie ein Solidarbeitrag lassen sich aus technisch-physikalischer Sicht nicht eindeutig ableiten.
2. Hinzu kommt eine Asymmetrie in der Behandlung der Netzkunden.
3. Aus volkswirtschaftlicher Sicht widersprechen eine Kehrpflicht und der Solidarbeitrag dem gebotenen Zweck, die Stromversorgung möglichst kostengünstig zu gestalten.
4. Im Clean Energy Package (CEP) wird eine marktliche Beschaffung von Systemdienstleistungen gefordert.

Zu 1.: Die Spannungen in einem Netzabschnitt hängen neben dem eigenen P-Q-Verhalten einer Anlage vom Netzanschlusspunkt, der Netztopologie (Strahlennetz, vermaschtes Netz, ...), den Netzbetriebsmitteln (z. B. Querschnitte der Leitungen, (Regel-)Transformatoren, ...) sowie dem P-Q-Verhalten der anderen Akteure (Erzeuger, Verbraucher, ...) ab. Es existieren damit drei verschiedene Verantwortlichkeiten (Anlagenbetreiber, Netzbetreiber, andere Akteure) für die resultierende Spannung an den einzelnen Netzknoten zu den verschiedenen Zeitpunkten. Insofern würde eine Kehrpflicht die Fragen aufwerfen, welcher Anteil an einer veränderten Netzspannung auf die einzelne Anlage zurückzuführen ist und in welcher Höhe eine Blindleistungsbereitstellung technisch sinnvoll und begründbar ist. Man müsste sich auch die Frage stellen, in welchen Fällen tatsächlich ein spannungsbedingter Netzausbaubedarf oder welcher Anteil insgesamt am spannungsbedingten Netzausbaubedarf vermieden werden soll: soll die Höhe der vorgehaltenen Blindleistung ausreichen, um auch weniger häufig auftretende Fälle abzudecken oder sogar auch bei äußerst seltenen Konstellationen (z. B. extrem langer Netzausläufer) noch wirksam greifen? Einhergehend mit diesen Fragen müsste beantwortet werden, ob die Kehrpflicht in ihrer Höhe für alle Anlagen einheitlich oder individuell und gelten soll und wie sich eine Differenzierung nach Spannungs- oder Netzebene rechtfertigen lässt. Die aufgeworfenen Fragen lassen erkennen, dass eine eindeutige Zuordnung nach dem Verursacherprinzip nicht möglich ist und nicht einheitlich sein kann.

Hinsichtlich des Solidarbeitrages (im Sinne einer Beteiligung an der Kompensation der ggf. höheren Blindleistungsbedarfe der Netzbetriebsmittel, s. zweiter Spiegelstrich oben) sind vor allem zwei Punkte zu beachten. Zum einen werden die Q-Bedarfe der Netzbetriebsmittel wesentlich durch die Wahl des Spannungshaltungskonzeptes und damit direkt durch den Netzbetreiber beeinflusst. Zum anderen ist zu bedenken, dass eine Anlage aufgrund ihrer

Einspeisecharakteristik ungeeignet sein kann, das resultierende Blindleistungsverhalten eines Netzes positiv dahingehend zu beeinflussen, den auslegungsrelevanten Blindleistungsaustausch tatsächlich reduzieren zu können. Wie die Blindleistungsstudie aufgezeigt hat, beträgt der über ganz Deutschland gemittelte auslegungsrelevante Nutzungsanteil der vorhandenen Blindleistung aus in der Netzebene 3 und 4 angeschlossenen Erzeugungsanlagen nur rund 10 %. Dies ist damit selbst aus technischer Sicht ein unzureichend geringer Wert. Des Weiteren würde dieser Solidarbeitrag bedeuten, dass ein Anlagenbetreiber für die Netzzrückwirkung anderer Anlagenbetreiber aufkommen muss, selbst wenn er einen auch für den Netzbetreiber günstigeren Anschlusspunkt wählt. Aus technischer Sicht käme noch die Fragestellung hinzu, welcher Anteil des auf Seiten des Netzbetreibers vorhandenen Blindleistungsbedarfs eigentlich auf die Erzeugungsanlagen zurückzuführen ist. Der Blindleistungsbedarf ist nämlich quadratisch abhängig von der Auslastung der Netzbetriebsmittel. Wenn der aus diesem quadratischen Zusammenhang zusätzlich entstehende Blindleistungsbedarf herangezogen würde, würde sich die Frage stellen, warum diesen Kunden in der Netznutzung ein geringeres Anrecht eingeräumt und damit gerechtfertigt ein überproportionaler Anteil im Gesamtbedarf zugeschrieben werden darf. Alternativ müsste man sich überlegen, ob der gesamte Q-Bedarf gleichmäßig auf die drei Verantwortlichkeiten aufgeteilt werden soll. Einhergehend damit müsste ein Referenzfall geschaffen bzw. auch hier die Fälle festgelegt werden, mit welcher Höhe und zu welchen Zeiten die Anlage in der Lage sein soll, die Q-Bilanz eines Netzes auszugleichen.

Wie bei der Kehrpflicht besteht also auch hier das technisch nicht eindeutig lösbare Problem der Abgrenzung.

Am Ende müssten demnach (willkürliche) Festlegungen – zumindest der Grenzwerte von dann zu definierenden Kriterien – getroffen werden.

Zu 2.: Mit der Kehrpflicht und dem Solidarbeitrag bestehen zwei erklärungsbedürftige Asymmetrien in der Behandlung der Netzkunden. Während Erzeugungsanlagen ihren unmittelbaren sowie mittelbaren Wirkungen durch eine kostenlose Blindleistungsbereitstellung entgegenwirken sollen, wird Verbrauchern ein spannungsverschlechterndes Blindleistungsverhalten zugestanden. Vor allem bei Mischprofilen/-betrieben führt diese bisherige Unterscheidung zur weiteren Ungleichbehandlung, wenn nämlich mit Installation einer Erzeugungsanlage zusätzlich beispielsweise das Blindleistungsverhalten des Industrienetzes kompensiert werden muss, auch wenn dies vorher als reiner Verbraucher nicht gefordert war. Die zweite Asymmetrie wird bei der Behandlung von Verlusten sichtbar. Während bei den durch die Einspeisung verursachten höheren Transportwirkleistungsverlusten keine Bereitstellung kostenloser Wirkleistung zur Kompensation dieser von den Erzeugungsanlagen gefordert wird, geschieht dies bei der Blindleistung. Insofern müsste es dann auch einen Solidarbeitrag bei der Wirkleistung geben, was nicht der Fall ist und nicht gefordert wird.

Zu 3.: Eine Kehrpflicht sowie der Solidarbeitrag sind aus volkswirtschaftlicher Sicht nicht hilfreich, das Gebot einer möglichst kostengünstigen Versorgung mit Elektrizität (§ 1 EnWG) umzusetzen, da der Verzicht auf Vergütungen es deutlich erschwert, die Netzbetreiber zu einer volkswirtschaftlich effizienten Auswahl der Q-Quellen anzureizen. Wie die Blindleistungsstudie zeigt, würde sich mit der Kehrpflicht das insgesamt vorgehaltene Q-Vermögen vervielfachen, welches entsprechend den tatsächlichen gesamten maximalen Q-Bedarf um ein Mehrfaches übersteigen würde. Eine Kehrpflicht nimmt die Spannungsblindleistungsregelung aus dem Wettbewerb der verschiedenen Spannungshaltungsmaßnahmen heraus, obwohl diese den spannungsbedingten Netzausbau nicht verhindern kann. Bisher konnte kein Beleg vorgelegt werden, dass die flächendeckende Blindleistungsbereitstellung grundsätzlich bzw. im allgemeinen Schnitt die kostengünstigste Maßnahme darstellt. Im Gegenteil kommen alle

bisherigen Studien zum Ergebnis, dass in den meisten Fällen andere Maßnahmen vorteilhafter sind.

Fazit:

Am Ende sollte es nicht um Schuldzuweisungen gehen, sondern darum, wie insgesamt die Energiewende möglichst kostengünstig umgesetzt werden kann. Mit Blick auf den aktuellen Diskussionsstand und Erkenntnisgewinn sehe ich eine Kehrpflicht und einen Solidarbeitrag als unbegründet sowie kontraproduktiv an.

Stellungnahme des Vorsitzenden zum Thema Einbezug der NS-Ebene bzw. Anlagen < 30 kW:

In die Diskussion werden Vorschläge eingebracht, eine marktliche Beschaffung nur auf die HöS- und HS-Ebene zu beschränken, teilweise noch ausgedehnt auf die MS-Ebene oder maximal einschließlich Anlagen mit Bemessungsleistungen größer 30 kW. Anlagen in den entsprechend unteren Spannungsebenen bzw. mit entsprechend geringeren Bemessungsleistungen sollten weiterhin zur kostenlosen Blindleistungsbereitstellung verpflichtet werden können. Als Begründung für die Abgrenzung werden vermeintlich hohe Transaktionskosten angeführt.

Im Folgenden wird dazu Stellung genommen:

1. Die Verpflichtung der kostenlosen Blindleistungsbereitstellung betrifft nicht nur Erzeugungsanlagen, sondern auch Speicher sowie Ladesäulen für die Elektromobilität. Werden bei langfristiger Betrachtung 100 GW für die betroffene in der Niederspannung installierte Erzeugungs-, Speicher und Ladeleistung angenommen, resultiert bei einem $\cos\phi$ von 0,90 eine vorgehaltene Blindleistung in Höhe von knapp 50 GVar. Dies ist von ihrer nominalen Summe her bereits mehr als insgesamt im gesamten deutschen Stromnetz benötigt wird. Diese Größenordnung deutet zudem darauf hin, dass nur ein Teil davon tatsächlich zum Einsatz kommt, der Großteil damit ungenutzt bleibt.
2. Gerade kleine Anlagen weisen hohe spezifische Kosten für die Q-Vorhaltung auf. Würde die Blindleistungsbereitstellung in der NS-Ebene flächendeckend kostenlos erfolgen müssen und damit nicht in den Wettbewerb aller anderen Maßnahmen zur Spannungshaltung gestellt werden, entstehen damit entsprechende Kosten, von denen bei geeigneter Ausgestaltung des künftigen Q-Beschaffungssystems ein Großteil grundsätzlich vermieden werden könnte.
3. Gerade für die Spannungshaltung in der MS- und NS-Ebene bestehen die meisten technologischen Alternativen zur Blindleistung für die Spannungshaltung. Eine optimale Netzentwicklung wird bei Bevorzugung der Spannungsblindleistungsregelung verhindert, da dieses Werkzeug als primäre Maßnahme zum Einsatz kommen soll und wohl auch wird und infolgedessen andere Maßnahmen verdrängt werden bzw. sich bei Erreichen der Aufnahmekapazität als nicht mehr wirtschaftlich darstellen oder aufgrund der höheren Scheinstrombelastung strombedingter Netzausbau der Leitungen und Transformatoren ausgelöst werden können.
4. Zu bedenken ist, dass bei flächendeckender Q-Bereitstellung Änderungen im Regelverhalten (z. B. durch Umparametrierungen der Regelkennlinien) nur mit hohem Aufwand (aufgrund der Vielzahl der Anlagen und des fehlenden Anreizes auf Seiten der Anlagenbetreiber) durchgeführt werden können. Die Blindleistung ließe sich damit nicht einfach „abstellen“, wenn sie später als störend bewertet werden würde. Umgekehrt lässt sich bei gezieltem, punktuellen Einsatz in ausgewählten Anlagen mit Honorierung eine später für notwendig erachtete Änderung deutlich einfacher bewerkstelligen.
5. Die kostenlose Blindleistungsbereitstellung würde vermutlich (und wird, wenn dies als notwendig erachtet wird) einen entsprechenden Einsatz von Blindleistung zur Spannungshaltung nach sich ziehen. Damit verbunden entstehen entsprechende Blindleistungsbezüge aus den vorgelagerten Spannungsebenen, die dort einen entsprechenden Gegenkompensationsbedarf und weiteren Kostenaufwand auslösen. Dieser von der Niederspannung ausgelöste Q-Bedarf würde vermeintlich den vorgelagerten Spannungsebenen und damit nicht sach- und kostengerecht zugeordnet werden. Die oben genannten 50 GVar könnten also einen zusätzlichen Bedarf in

vorgelagerten Spannungsebenen zu installierenden Kompensationsanlagen in ähnlicher Größenordnung nach sich ziehen.

6. Der Blindleistungseinsatz in unteren Spannungsebenen kann sich deutlich verstärkend auf die Q-Bilanz der vorgelagerten Spannungsebenen auswirken. Ein Einsatz von 1 MVar kann so im Gesamtsystem einen Gegenkompensationsbedarf von beispielsweise über 1,2 MVar auslösen und damit den vorhergehend bezifferten Aufwand verstärken.
7. Die vermeintlich hohen Transaktionskosten rühren von der Vorstellung her, dass von allen Anlagen der Blindleistungsabruf erfasst und vergütet werden muss. Würde die Spannungshaltung durch Blindleistung tatsächlich in einen vollständigen Wettbewerb gestellt werden, muss davon ausgegangen werden, dass am Ende nur von wenigen Anlagen (punktueller statt flächendeckender Einsatz) Blindleistung zur Spannungshaltung vorgehalten und eingesetzt wird. Das wären nämlich Anlagen, die sich tatsächlich in den Netzausläufern befinden und entsprechend kritische Spannungswerte sehen. Abgesehen davon sind auch Vergütungssysteme vorstellbar, welche nicht die einzelnen kVarh abrechnen, sondern (evtl. sogar einmalige) Pauschalzahlungen beim Anschluss der Anlage vorsehen (zumal bei kleinen PV-Anlagen die projektspezifische Streuung der Mehrkosten für die Q-Bereitstellung geringer als bei größeren Anlagen ist). Darüber hinaus wäre eine regulierte Preisfestsetzung ausreichend, die es dem Netzbetreiber vereinfachen kann, bei bestimmten Anlagen auf die Spannungsblindleistungsregelung zu setzen.
8. Sollten bestimmte Anlagen oder die NS-Ebene als Ganzes von der marktlichen Beschaffung ausgenommen werden, wäre damit der Großteil der Netznutzer ausgeschlossen, Blindleistung als Systemdienstleistung anbieten zu können. Dies könnte als Diskriminierungstatbestand¹ gewertet werden und stünde auch in direktem Konflikt mit den im CEP geforderten Grundsätzen zur Beschaffung von Systemdienstleistungen. Zudem würde man dem Anspruch des EnWG einer möglichst hohen Verbraucherfreundlichkeit dienen, wenn sich die Netzkunden grundsätzlich auch an der Bewerkstellung der Netz- und Systemsicherheit beteiligen können. So sieht beispielsweise das CEP vor, dass selbst die Mehrzahl der Haushaltskunden die Möglichkeit eingeräumt bekommen muss, am Erzeugungsausgleich teilnehmen zu können. Warum sollte dies nicht für Systemdienstleistungen gelten, sofern damit keine volkswirtschaftlich ineffizienten Strukturen entstehen.

Fazit:

Ein Ausschluss von bestimmten Anlagen bzw. Netznutzer von der marktlichen Beschaffung – im Sinne dem Netzbetreiber weiterhin kostenlos Blindleistung anbieten zu müssen – ist meines Erachtens technisch und ökonomisch ineffizient sowie diskriminierend und nicht verbraucherfreundlich.

¹ Eine Diskriminierung liegt nach www.antidiskriminierungsstelle.de dann vor, wenn eine Benachteiligung (z. B. Ungleichbehandlung in der Q-Bereitstellung) vorliegt, eine geschützte Diskriminierungskategorie eingerichtet ist (z. B. Ungleichbehandlung aufgrund Anschluss in der NS-Ebene oder einer Anlagenleistung unter 30 kW) und kein sachlicher Grund dies rechtfertigt (z. B. vermeintlich hohe Transaktionskosten). Demzufolge müsste m. E. also zweifelsfrei erwiesen sein, dass die flächendeckende Vorhaltung technisch benötigt oder (volks-)wirtschaftlich sinnvoll ist.

Gründe für eine marktwirtschaftliche Beschaffung und Vergütung von Blindleistung

In diesem Abschnitt möchte ich auf die Gründe eingehen, die aus meiner Sicht für die marktwirtschaftliche Beschaffung mit vollständiger Vergütung von Blindleistung sprechen. Wie der Endbericht der Kommission zeigt, existieren sehr viele Freiheitsgrade in der Gestaltung eines marktwirtschaftlichen Beschaffungsprozesses. Insofern können die Gründe auch als Zielsetzung für die weitere Ausarbeitung der Blindleistungsbeschaffung aufgefasst werden.

Die Gründe dafür sind vielfältig und werden im Folgenden nochmals zusammengestellt:

- Mit der Energiewende nimmt die Erzeugungs- und Speicherkapazität sehr stark zu. Deshalb ist es für den weiteren Transformationsprozess ein ebenso richtiger und wichtiger Schritt, Blindleistung aus EZA und Speichieranlagen langfristig nicht mehr flächendeckend in hohem Umfang verpflichtend kostenlos bereitstellen zu lassen. Ansonsten würde eine Blindleistungsversorgung über flächendeckend vorhandene Verpflichtungen in umfangreicher Höhe ein dementsprechend deutlicher Anstieg der vorgehaltenen Blindleistung und der damit einhergehenden Mehrkosten für die Anlagenauslegung bedeuten. Wie die Ergebnisse der Blindleistungsstudie des BMWi zur weiteren Entwicklung des Blindleistungsbedarfs zeigen, steigt dieser nicht mit der benötigten Erzeugungskapazität und zudem nicht mit der gleichen regionalen Verteilung an. Mit einem geeignet marktwirtschaftlich gestalteten System würde Blindleistung dann nur mehr an den Stellen mit genau der Verfügbarkeit, Höhe und Regeldynamik installiert werden, wo sie tatsächlich gebraucht wird und wirtschaftlich im Vergleich zu anderen Lösungsmaßnahmen ist.
- Die Koordination des Blindleistungsaustausches zwischen den Netzbetreibern bietet ein kostengünstiges Potenzial zur gegenseitigen Unterstützung im Blindleistungsmanagement. Für die Netzplanung braucht es verlässliche Angaben zur gesicherten Blindleistung, die von anderen Netzbetreibern in den verschiedenen Situationen bezogen werden kann. Dazu bedarf es entsprechend flexibler und vertraglich geregelter Vereinbarungen zum Blindleistungsaustausch. Nur eine monetäre Bewertung der verschiedenen Blindleistungsquellen sowie der Alternativen zur Spannungshaltung (auf beiden Seiten der Netzbetreiber) lässt eine Optimierung auf eine gemeinsam minimal vorgehaltene Kompensationsleistung zu. Dies schließt auch mit ein, dass die Kompensation teilweise dann in einer anderen Spannungsebene oder von einem anderen Netzbetreiber durchgeführt wird, wenn dies für beide Parteien kostengünstiger bzw. vorteilhafter ist.
- Mit einer intelligent gestalteten vergütungsbasierten Schnittstelle zwischen Netzbetreibern und Netznutzern sowie untereinander würde das Pooling von mehreren Netzverknüpfungspunkten implizit und in genau dem Umfang ermöglicht, wie dies technisch-ökonomisch am sinnvollsten (Wirksamkeit/Einfluss des Blindleistungsaustauschs im Verhältnis zu den damit verbundenen Kosten) ist.
- Mit Einführung einer vollständigen Vergütung der Blindleistung an allen Schnittstellen wird ein höchstmögliches Maß an Transparenz und eine geeignete Basis zur Kontrolle der Wirksamkeit und Wirtschaftlichkeit der eingesetzten Maßnahmen geschaffen.
- Vor allem im Verteilungsnetz existieren mittlerweile zahlreiche Alternativen zur Blindleistung für die Spannungshaltung. Diese sind i. d. R. sogar kostengünstiger als die flächendeckende Spannungsblindleistungsregelung, wie die bisherigen Studien bestätigen. Der Abruf von Blindleistung würde zudem sorgsamer erfolgen, wie uns die

Schweiz lehrt, in der sich seit Einführung von Vergütungen der Blindleistungseinsatz um 50 % reduziert hat. Darüber hinaus zeigen die vorhandenen, zahlreichen, fast flächendeckend vorhandenen Probleme in Zusammenhang mit der richtigen Erst- und dauerhaften Parametrierung der EZA, dass in der Praxis eigentlich ein deutlich höherer Kontrollaufwand nötig wäre. Insofern wird heute entweder die Netzsicherheit nicht eingehalten oder immer noch mit sehr großzügigen Sicherheitsmargen geplant. Eine Abrechnung und Vergütung von Blindleistung würde bereits den Erbringer dazu veranlassen, jederzeit das richtige Blindleistungsverhalten und infolge die Einhaltung der Netzsicherheit zu gewährleisten. Darüber hinaus würden Konfliktsituationen mit konträren Anforderungen zwischen dem Netzbetreiber und seinem vorgelagerten Netzbetreiber hinsichtlich des Blindleistungsverhaltens aufzeigen, welchen monetären Wert die im Verteilungsnetz gewählte Spannungshaltungsmaßnahme tatsächlich hat. Eine solche Konfliktsituation entsteht beispielsweise bei Einsatz von untererregter Blindleistung zur Spannungshaltung und hohen Stromtransiten, die ihrerseits mit übererregter Blindleistung kompensiert werden muss. In solchen Fällen ruft die Spannungsblindleistungsregelung nicht nur die Errichtung von Blindleistungskapazitäten im Verteilungsnetz, sondern zusätzlich die Errichtung von Blindleistungskapazitäten zur Kompensation der zur Spannungshaltung eingesetzten Blindleistung hervor.

- Die Nutzung der betrieblichen Blindleistungsquellen ist heute nicht Stand der Technik, obwohl sie teilweise einfache und kostengünstig erschließbare Potenziale bietet. Eine entsprechend geeignete marktwirtschaftliche Form der Beschaffung von Blindleistung würde die volkswirtschaftlich sinnvollen Möglichkeiten auf Verbraucherseite nutzbar machen. Außerdem gilt wie bei den EZA-Betreibern, dass nur monetäre Anreize eine ausreichend hohe Qualität im Sinne der Einhaltung der Vorgaben bzw. des Abrufs sicherstellen. Aber auch auf Seiten der EZA bestehen weitere Potenziale, wie beispielsweise die wirkleistungsunabhängige Blindleistungsbereitstellung, die mit Vergütungen erschlossen werden können.

Als abschließende Bemerkung sei hier noch der Hinweis angebracht, dass ein künftiges vergütungsbasiertes Beschaffungssystem sich auf alle Spannungsebenen erstrecken muss, damit die Kosten minimiert werden können. Das liegt daran, dass die unteren Spannungsebenen (inkl. der dort ergriffenen Maßnahmen zur Spannungshaltung) sich (sogar verstärkend) auf den Blindleistungshaushalt und damit die Spannung in den vorgelagerten Netzebenen auswirkt. Dies bedeutet aber nicht, dass in den verschiedenen Spannungsebenen die gleiche Vergütungs- und Beschaffungssystematik etabliert werden muss oder soll.

Blindleistung sollte also kein privilegiertes Werkzeug sein und im Wettbewerb zueinander sowie mit allen anderen Maßnahmen zur Spannungshaltung stehen.

Vorschlag des Vorsitzenden für die künftige Beschaffung von Blindleistung

Folgender Vorschlag für die künftige Beschaffung bzw. den Austausch von Blindleistung greift die meisten vorgestellten Modellgestaltungsfragen auf und unterbreitet hierzu konkrete Modellansätze. Folgende Arbeitsziele werden damit verfolgt:

- Technologieneutraler Wettbewerb aller Maßnahmen zur Spannungshaltung bzw. zur Netz- und Systemintegration von Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen: Blindleistung ist dabei nur eine von vier Kategorien der verschiedenen Erbringungsformen der Systemdienstleistung Spannungshaltung, wie **Abbildung 1** zeigt. Dabei soll primär auch eine hinsichtlich der Gesamtkosten bessere Nutzung der Spannungsregelung an den HöS/HS- sowie den HS/MS-Transformatoren unabhängig von den Eigentumsverhältnissen die Stufenschalter betreffend angeregt werden.



Abbildung 1. Übersicht über die verschiedenen Maßnahmen zur Spannungshaltung und deren Kategorisierung

- Nutzung vorhandener volkswirtschaftlich sinnvoller Blindleistungspotenziale auf Seiten der Erzeugungsanlagen, Speicher, Verbrauchsanlagen sowie Netzbetriebsmittel. Dabei soll eine gesamtkostenminimierende Abwägung zwischen Blindleistungsaustausch und Eigenkompensation stattfinden. Dies betrifft Verbraucher und Anlagenbetreiber sowie auch Netzbetreiber.
- Einsatz der kostengünstigsten Werkzeuge zur Spannungshaltung und Beeinflussung der Blindleistungsbilanz. Die Vorhaltung von Blindleistungsvermögen sowie die eingesetzte Blindenergie sollen auf ein volkswirtschaftliches Minimum beschränkt bleiben.
- Höchstmögliches Maß an Transparenz und Kontrolle der eingesetzten Maßnahmen.
- Weitgehende Diskriminierungsfreiheit und Verbraucherfreundlichkeit. Alle Netzkunden sollen die Möglichkeit haben, ihre Potenziale, sofern gewünscht, für die Gewährleistung der System- und Netzsicherheit einsetzen zu können.
- Gewährleistung der bisherigen bzw. einer höheren Systemsicherheit.

- Vollkommene Entscheidungsfreiheit in der Blindleistungsbeschaffung, aber auch Kostenverantwortung für die Netzbetreiber.

Das vorgeschlagene System für die zukünftige Q-Beschaffung und das Q-Management besteht aus vier Ebenen hinsichtlich des zeitlichen und organisatorischen Ablaufs. Die Übersicht dazu ist **Abbildung 2** zu entnehmen.

Die erste Ebene bildet die Q-Bereitstellung, die ein Netzbetreiber im Rahmen der TAB von einem Netzkunden fordern kann. Dieser Beschaffungsweg ist wesentlich dadurch gekennzeichnet, dass der Netzbetreiber in seiner TAB individuell bei jedem Netzkunden ein (von evtl. mehreren) in den TAR beschriebenes Anforderungsprofil vorgeben oder gänzlich darauf verzichten kann, und für die Blindleistungsbereitstellung eine vollständige Vergütung gewährleistet werden muss. Damit ist diese „richtlinienbasierte“ Beschaffung von marktlicher Natur und anderen marktbasierter Beschaffungsformen gleichgestellt, im Gegensatz zu anderen aber grundsätzlich bestmöglich in der Ausbauplanung abbildbar und kalkulierbar. Vor dem Hintergrund der Vollkosten-Erstattung ist eine individuelle Ausbildung von TAB diskriminierungsfrei. Das Ziel besteht darin, die Vorhaltung von Q-Fähigkeiten auf ein technisch notwendiges, wirtschaftlich gerechtfertigtes Maß zu beschränken.

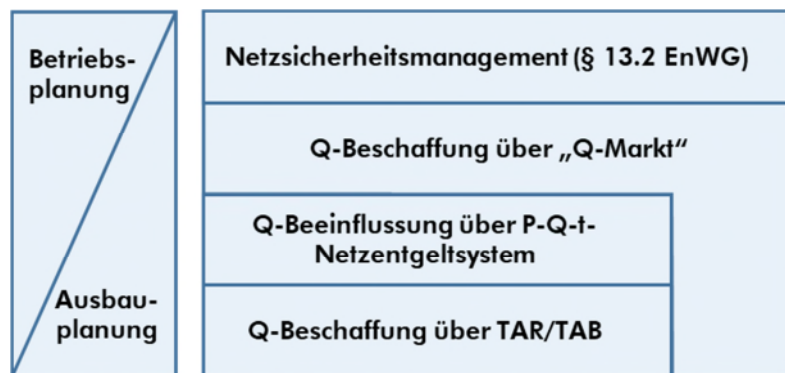


Abbildung 2. Übersicht über die vier Ebenen des vorgeschlagenen Q-Beschaffungs- und Managementsystems mit Zuordnung bzw. Bedeutung dieser für die Netzbetriebsführung und die Netzplanung

Mit der zweiten Ebene geben die Netzbetreiber einen Anreiz zum netz- und systemdienlichen Nutzungsverhalten über ein entsprechend geeignetes, noch zu entwickelndes Netzentsgeltsystem. Dieses inkludiert neben dem Wirkleistungsverhalten (P) auch das Blindleistungsverhalten (Q), welches zu den verschiedenen Zeitpunkten (t) netz- und/oder systembelastend oder -entlastend sein kann. Während über die richtlinienbasierte Beschaffung nur ausgewählte Anlagen fest gebunden werden, adressiert ein P-Q-t-Netzentsgeltsystem alle Netzkunden unabhängig von ihrem Nutzungscharakter. Mit dieser Ebene können alle Netznutzer zur Netz- und Systemdienlichkeit beitragen. Es ermöglicht zudem eine sehr hohe Hebung vorhandener Potenziale und erlaubt trotzdem die individuelle Entscheidungsfreiheit der Netzkunden. Die Abbildung in der Netzplanung ist etwas weniger zuverlässig möglich.

Diese ersten beiden Stufen werden von der dritten Stufe umklammert. Unter „Q-Markt“ ist hier nicht eine bestimmte Form des Marktgeschehens zu verstehen, sondern allgemein ausgedrückt über sonstige geeignete Marktplätze zur Beschaffung von Blindleistung. Diese Beschaffungsformen können höchst unterschiedlich gestaltet sein. Neben einem „Marktplatz für den Abruf von Blindleistung“ sollten auch ein „Marktplatz für die betriebliche Vorhaltung von Blindleistung“ (z. B. Verzicht auf Abschaltung einer EE-Anlage, um bei Bedarf Blindleistung liefern zu können) sowie eine geeignete Plattform für die Bekanntmachung von Blindleistungsbedarfen auf der einen Seite und möglichen Angeboten zur Errichtung bzw.

Schaffung von Blindleistungsfähigkeiten auf der anderen Seite eingerichtet werden. Letztere sollten im fairen Wettbewerb zum Erwerb eigener Kompensationsanlagen stehen. Während eigene Betriebsmittel zur Blindleistungsbereitstellung i. d. R. eine sehr hohe Verfügbarkeit besitzen, weisen bestimmte Formen des Bezugs von Drittanbietern sehr geringe oder sogar keine Verlässlichkeit der Blindleistungsbereitstellung auf. Diese können in der Ausbauplanung nur mit einer entsprechenden Wahrscheinlichkeit für die Verfügbarkeit aufgrund der stochastischen Überlagerung berücksichtigt werden. Insofern dürfte der „Q-Markt“ eher für die Netzbetreiber der Hoch- und Höchstspannungsebene interessant sein. Unabhängig davon sollte ein solcher aber auch für Anbieter von Blindleistung aus den unteren Netzebenen offen stehen, auch wenn der Anschlussnetzbetreiber aufgrund der für ihn eingeschränkten Liquidität davon kaum profitieren wird.

Komplementär dazu kann der Netzbetreiber bei unzureichenden Angeboten auf das Netzsicherheitsmanagement zurückgreifen, so wie dies heute auch bei der Einspeisespitzenkappung zur planmäßigen Behebung von Strom- oder Spannungsproblemen der Fall ist. Damit kann die vierte Ebene sehr wohl auch planmäßig in der Ausbauplanung mit einbezogen werden. In jedem Fall dient sie zudem als Rückfallebene, z. B. bei unvorhergesehenen Ereignissen bzw. bei nicht-auslegungsrelevanten Störfällen.

Es ist nicht notwendig, dass die vier Ebenen gleichzeitig etabliert werden. So können Ebene zwei und drei zu einem späteren Zeitpunkt bzw. mit wachsender Intensität eingeführt werden. Dennoch müssen die Wechselwirkungen zwischen diesen Beschaffungsprozessen beachtet und die Detailkonzeption dieser aufeinander abgestimmt werden.

Im Folgenden werden die vier Beschaffungsebenen näher erläutert und diskutiert.

Q-Beschaffung über TAR/TAB

Im Kern dieses Systems ist weiterhin eine Beschaffung über in Anschlussrichtlinien formulierten Verpflichtungen zur Q-Bereitstellung möglich. Im Unterschied zu heute ist die richtlinienbasierte Q-Beschaffung mit einem monetären Anreizsystem zur bedarfsorientierten Errichtung von Blindleistungskapazitäten und Einsatzweise der bereitgestellten Blindleistung ausgestattet. Flankiert wird diese durch eine Bedarfs- und Nutzungsanalyse.

Zunächst wird der präferierte Ansatz vorgestellt, bevor mögliche Alternativansätze andiskutiert werden.

Präferierter Ansatz

Abbildung 3 illustriert den vorgeschlagenen Grundgedanken der ersten Beschaffungsebene eines künftigen Q-Beschaffungssystems, welcher im Folgenden im Detail beschrieben ist.

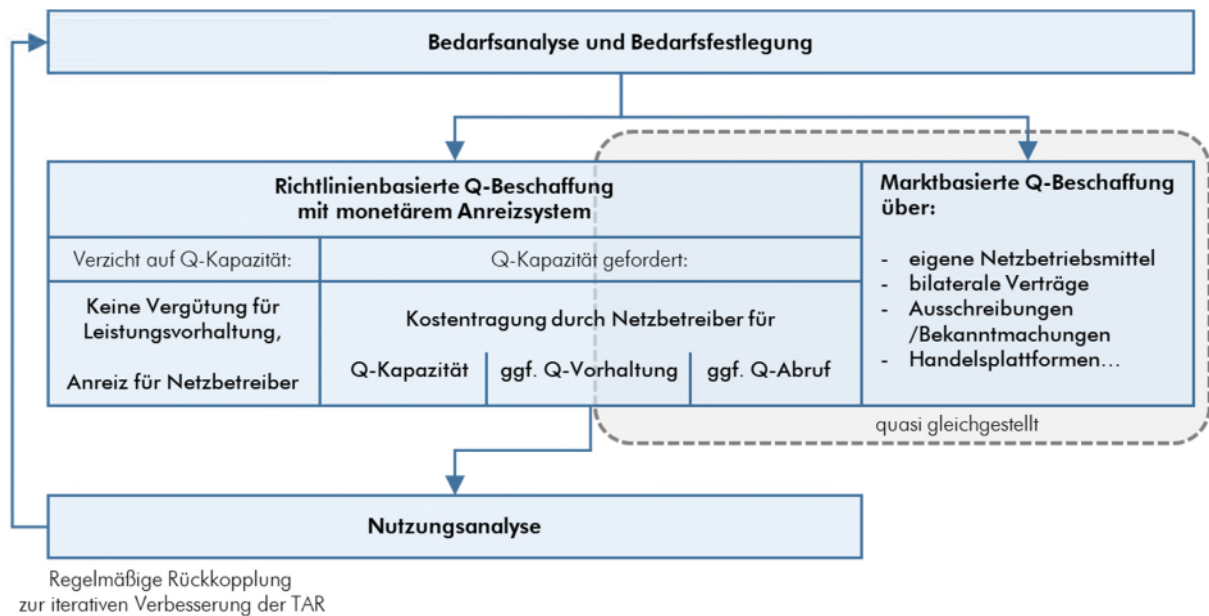


Abbildung 3. Schematische Darstellung des vorgeschlagenen Grundgedankens in Form eines iterativen Verbesserungsprozesses und der Elemente eines künftigen Q-Beschaffungssystems mit hoher Transparenz und hohem Anreizpotenzial zur volkswirtschaftlichen Optimierung der Bereitstellung und des Einsatzes von Blindleistung

Bedarfsanalyse und Bedarfsfestlegung. Die Bedarfsanalyse und Bedarfsfestlegung haben zum Ziel, die Notwendigkeit und Wirtschaftlichkeit von Anforderungen an die Blindleistungsbereitstellung in Anschlussrichtlinien im Vergleich mit marktbasierten Beschaffungsalternativen mittels transparenter Verfahren und Maßstäbe darzulegen.

Die Bedarfsanalyse kann verschiedene sinnvolle Profile der Blindleistungsanforderung (Höhe und Form/Verfügbarkeit der Blindleistungsfähigkeit sowie Art, Dynamik und Steuerbarkeit des Abrufes) ableiten, die in den TAR beschrieben werden und von denen die Netzbetreiber bedarfsgerecht eines davon auswählen können. Die TAB-Vorgaben können schließlich für Erzeugungs-, Verbrauchs- sowie Speicheranlagen in allen sieben Netzebenen durch Auswahl eines der TAR-Profile individuell gestellt werden. Dazu zählt grundsätzlich auch die Möglichkeit, auf die Errichtung von Q-Kapazitäten zu verzichten².

Selbst eine umfangreiche Bedarfsanalyse bietet noch keinen Anreiz für den Netzbetreiber, die Blindleistungsbereitstellung nur in den Fällen zu fordern, in denen diese inkl. ihrer anlagenseitigen Aufwendungen für das Q-Vermögen günstiger ist als andere Maßnahmen.

Richtlinienbasierte Q-Beschaffung mit monetärem Anreizsystem. Aus diesem Grunde sowie der Notwendigkeit der Diskriminierungsfreiheit wird vorgeschlagen, grundsätzlich auch die richtlinienbasierte Q-Beschaffung in das Vergütungssystem miteinzubeziehen und zwar derart, dass dadurch einerseits der Anreiz zur Vermeidung unnötiger Q-Fähigkeiten entsteht und andererseits die vorgehaltene Q-Fähigkeit effizient eingesetzt wird.

Das monetäre Anreizsystem besteht darin, dass der Netzbetreiber die Kosten für die im Rahmen der TAB bereitgehaltene Blindleistung übernimmt. Dabei wären sowohl die (fixen und evtl. pauschalen) Kosten für die Leistungsvorhaltung als auch die (variablen) Kosten für den Energieabruf von ihm zu übernehmen. Die Vergütung für die Leistungsvorhaltung umfasst dabei

² Damit ist nicht gemeint, dass eine Anlage keine Blindleistung bereitstellen können muss. Die Fähigkeit, Blindleistung bereitzustellen, sollte grundsätzlich schon gegeben sein. Mit Q-Vermögen bzw. Q-Kapazität ist speziell die Fähigkeit gemeint, Blindleistung auch bei voller Wirkleistung liefern zu können bzw. mit Reduzierung der Wirkleistung liefern zu müssen.

die Kosten für die Errichtung der Q-Fähigkeit sowie allfällige Kosten für die betriebliche Vorhaltung (zeitliche Verfügbarkeit). Grundsätzlich kann die Kostentragung für die genutzte Blindleistung für die verschiedenen Spannungsebenen unterschiedlich ausgestaltet sein, z. B. über pauschalierte Vergütungssätze in der einen Spannungsebene bis hin zu komplexeren Abrechnungsverfahren, in denen die mit dem Abruf zusätzlich entstehenden Stromwärmeverluste miteinkalkuliert werden, in der anderen Spannungsebene.

Sofern die Blindleistung wirkleistungsabhängig (v-förmiger Stellbereich im P-Q-Diagramm) zur Spannungshaltung eingesetzt wird, könnte sogar eine einmalige Pauschalzahlung für die Investitionsmehrkosten und die entstehenden Verlustenergien ausreichen. Dies eignet sich vor allem für Anlagen in der Niederspannungsebene, da sich der mit der Errichtung der Blindleistungsfähigkeit verbundene Mehraufwand innerhalb eines Anlagentyps (z. B. PV-Hausdachanlagen) nur in einem engen Schwankungsbereich bewegt. Ab der MS-Ebene zeigen die Ergebnisse der dena-Studie einen höheren Streubereich der Anlagenmehrkosten, weil hier u. a. die Länge der Netzanschlussleitung einen nicht mehr zu vernachlässigenden Einfluss auf die blindleistungsbedingte Mehrkosten der Anlagenauslegung nimmt. Unter Berücksichtigung dieser projektspezifischen Faktoren wären aber auch hier Einmalzahlungen für den Investitionsmehraufwand und die zusätzlichen elektrische Verlustenergie vorstellbar.

Eine Erfassung und Abrechnung der genauen Liefermenge an Blindenergie (kVArh) ist also nicht in jedem Fall erforderlich. Bei einem rechteck- bzw. halbkreisförmigen Q-Stellbereich, d. h. einer vollkommen wirkleistungsunabhängigen Q-Bereitstellung (mit möglichem Phasenschieberbetrieb) ist eine Erfassung und Abrechnung der gelieferten Blindenergie zielführend, da mit dem Abruf erhebliche elektrische Verluste entstehen können. Ob und inwieweit die tatsächlichen zusätzlichen Stromwärmeverluste ermittelt werden müssen, soll an dieser Stelle offen bleiben. Ebenso wäre zu untersuchen, ob auch bei einem trichterförmigen Q-Stellbereich betriebspunktabhängige Vergütungssätze für die abgerufene Blindenergie oder ein einheitlicher Blindenergiepreis sinnvoll sind oder sogar eine Pauschalzahlung genügt. Hierzu braucht es noch entsprechende Untersuchungen, welcher Vergütungsgegenstand in welchen Fällen zielführender ist und welche Preisgestaltung zur Anwendung kommen soll.

Die Preise sollten³ regulatorisch festgesetzt und z. B. nach Anlagentyp und -größe differenziert sein. Nur in begründeten Härtefällen sollte den Anlagenbetreibern es möglich sein, davon abweichende Preise durchzusetzen. Es soll gewährleistet sein, dass die Netzbetreiber ohne signifikante Verzögerungen über diesen Weg Blindleistung beschaffen bzw. Anlagen ans Netz anschließen können. Damit der Anreiz zur Auswahl der für eine volkswirtschaftliche Kostenminimierung geeignetsten Maßnahme zur Spannungshaltung bzw. Beeinflussung der Blindleistungsbilanz bestmöglich gegeben ist, müssen die Preise sich nah am tatsächlichen Mehraufwand der Anlagen für die Q-Fähigkeit und den Q-Einsatz orientieren.

Gerade die Blindleistungsvorhaltung muss bepreist sein, damit diskriminierungsfrei auf unnötige Q-Kapazitäten verzichtet werden kann, weil die Kosten für die Leistungsvorhaltung in Zukunft die Gesamtkosten für die Q-Bereitstellung dominieren. Und gerade die Kostentragung für die Errichtung der Q-Kapazität ist recht einfach und ohne signifikante Transaktionskosten umsetzbar.

Eine zusätzliche Pönalisierung als separates Werkzeug bei unzureichender Erbringung der Blindleistungsabrufe bzw. Nichteinhaltung des richtliniengemäßen Blindleistungsverhaltens wird auch bei deren Erfassung und damit Kontrollierbarkeit zu überlegen sein, auch wenn in einem solchen Fall dem Netznutzer die Zahlung entzogen werden kann und damit die

³ Grundsätzlich wären auch freie Preisbildungsformen vorstellbar, sofern anderweitig unnötig hohe Preise bei „marktbeherrschenden“ Verhältnissen ausgeschlossen werden können. Dies dürfte jedoch nicht einfach realisierbar sein.

Refinanzierung der Aufwendungen für die Q-Fähigkeit der Anlage gefährdet ist. Der Netznutzer könnte seine im Rahmen der TAR vorgeschriebene und einzusetzende Q-Fähigkeit auch anderweitig (z. B. „Q-Markt“) nutzen. Um dies ohne Pönalisierungsmöglichkeiten zu vermeiden, müsste die wirtschaftliche Attraktivität der anderen Vermarktungsmöglichkeiten geringer sein, was wohl nicht zielführend sein wird. Die Pönalisierung unkonformen Blindleistungsverhaltens sollte aber angemessen sein. Während ein solches Verhalten nahe den zulässigen Spannungs- und Strom-Grenzwerten die Netzsicherheit stark gefährdet und deshalb ein entsprechend hoher finanzieller Anreiz zur Einhaltung gerechtfertigt erscheint, könnte der unkonforme Blindleistungsaustausch bei unkritischen Netzbelastungen auch über die im nächsten Abschnitt vorgestellte P-Q-t-Netzentgeltsystematik bzw. nah an den tatsächlichen Kosten der Blindstromkompensation verrechnet werden. Auf entsprechende (enge und willkürlich festgesetzte) Vorgaben in den TAR zum Blindleistungsaustausch z. B. bei Leerlauf oder geringen Einspeiseleistungen könnte verzichtet werden und diesbezüglich zu weiteren Kostensenkungen durch Wegfall von zusätzlichen Kompensationsdrosseln für die Verkabelung in den Erzeugungsanlagen führen.

Die Finanzierung der gegenüber heute zusätzlich entstehenden netzbetreiberseitigen Kosten erfolgt über künftig auch von Erzeugungs- und Speicheranlagenbetreiber zu erhebenden Netzentgelten (s. nächster Abschnitt). Sollte die vorgeschlagene P-Q-t-Netzentgeltsystematik nicht oder später eingeführt werden, müsste in der Zwischenzeit zumindest ein Finanzierungsbeitrag seitens der Erzeugungs- und Speicheranlagenbetreiber entrichtet werden, dessen Höhe sich nach der Summe aller Ausgaben für die richtlinienbasierte Blindleistungsbeschaffung bestimmt.

Zu diskutieren bleibt, in welcher Form diese Kosten in der Anreizregulierung abgebildet werden müssen. Dabei ist darauf zu achten, dass die richtlinienbasierte Q-Beschaffung mit der marktbasierter Q-Beschaffung quasi gleichgestellt wird. Nur so kann eine Äquivalenz dieser beiden Beschaffungswege gewährleistet werden. Zusätzlich sollten die Kosten bei den Netzbetreibern regulatorisch mit denen anderer Maßnahmen zur Spannungshaltung (z. B. Einspeisespitzenkappung) gleichgestellt sein. Ziel sollte nämlich sein, den Wettbewerb zwischen den verschiedenen Technologien maximal auszuprägen und insgesamt eine Kostenminimierung (vor allem im Bereich der Errichtung von Q-Fähigkeiten) zu erreichen. Eine grundsätzliche Einstufung als nicht beeinflussbare Kosten kann als wirkungslos im Sinne einer Einsparung unnötiger Vorhaltung von Q-Fähigkeiten eingeschätzt werden und wird deshalb als nicht zielführend gesehen. Neben der Einstufung als beeinflussbare Kosten wäre auch überlegenswert, ob zumindest die Kosten für den Investitionsmehraufwand seitens der Netzbetreiber als internalisierte CAPEX-Kosten abgebildet werden sollten. Damit würde der implizite Anreiz genommen werden, bevorzugt in eigene Kompensationsanlagen zu investieren, um die (i. d. R. unattraktiver erscheinenden) OPEX-Kosten zu vermeiden. Dies ist selbst mit Blick auf das Gebot von Unbundling vertretbar, da die Mehrinvestitionen für die Errichtung der Q-Kapazität sehr gut sachgerecht separiert werden können und keine relevante Einflussnahme auf die Wirkleistungsvermarktung erkennbar ist.

Nutzungsanalyse. Im Rahmen einer Nutzungsanalyse wird herausgearbeitet, in welchem Umfang und in welcher Form die richtlinienbasierte Blindleistungsbereitstellung von den Netzbetreibern genutzt wird. Diese Auswertung wird nach Spannungsebenen oder kann sogar nach Netzregionen differenziert angestellt werden. Ebenso lassen sich Unterschiede in der Vorgabe von Anforderungen für die verschiedenen Netzteilnehmern bzw. Anlagentypen (z. B. PV-Anlagen vs. Windenergieanlagen vs. Batteriespeicher usw.) erkennen. Aufschluss über die Effizienz und mögliche Verbesserungspotenziale bieten beispielsweise Kennzahlen über die vorgehaltene Q-Fähigkeit, die maximalen Abrufleistungen und die Abrufmengen. Das Ergebnis

wird der Bedarfsanalyse rückgekoppelt, so dass bei einer anstehenden Überarbeitung der TAR diese entsprechend auf die tatsächlichen Erfordernisse ausgerichtet werden können.

Die Nutzungsanalyse sorgt insbesondere dann für eine sehr hohe Transparenz, wenn Netzbetreiber kaum Gebrauch davon machen, auf explizite Blindleistungsanforderungen zu verzichten.

Alternative Ansätze

Zu beleuchten wäre, inwieweit die Kosten für die Leistungsvorhaltung bei nur kurzer Nutzungsdauer (weil z. B. nach einem folgenden Netzausbau diese Blindleistung nicht mehr gebraucht wird) in ihrer Gesamtheit beim Netzbetreiber zu Buche schlagen oder nur anteilig entsprechend der Nutzungsdauer von ihm zu tragen wären. Bei letztgenannter Ausgestaltungsvariante müsste mit Blick auf einen fairen Wettbewerb notwendigerweise weiterhin eine Entschädigung für den höheren Aufwand für die Blindleistungsvorhaltung geleistet werden. Diese Vergütungen könnten sozusagen als „Durchlaufkosten“ über ein allgemeines von allen Stromkunden zu finanzierendes Umlagekonto (quasi Netz-Konto) ausbezahlt werden. Die Kosten für die nicht genutzte Blindleistung würden auf alle Stromkunden sozialisiert. Die Kosten für die genutzte Blindleistung würden beim Netzbetreiber bilanziert⁴. Damit der Netzbetreiber nicht versucht wäre, sich auch ohne konkrete Notwendigkeit und Wirtschaftlichkeit die Vorhaltung von Q-Fähigkeiten zu sichern, die Kosten dafür aber nicht selber zu tragen, sondern auf das Umlagekonto abzuwälzen, müsste ein geeigneter Anreiz geschaffen werden, um die Attraktivität dieser Möglichkeit der Kostenumgehung zu herabzusetzen und auf die Errichtung von Q-Kapazitäten gänzlich zu verzichten. Wäre dagegen der Netzbetreiber verpflichtet, grundsätzlich die Gesamtkosten für den höheren Anlagenaufwand zu tragen, würden dieses allgemeine Umlagekonto und die damit verbundenen Risiken entfallen.

Die Finanzierung des Netz-Kontos erfolgt wie die sonstigen Kosten der Netzbetreiber zur Beschaffung von Blindleistung über Netzentgelte bzw. Finanzierungsbeiträge von Erzeugungs- und Speicheranlagenbetreiber (s. unter präferierter Ansatz).

Der Bedarfs- und Nutzungsanalyse kommt in diesem Fall eine höhere Bedeutung zu als dies bei vollständiger Kostentragung durch den Netzbetreiber der Fall ist. Von essentieller Bedeutung wird sie, wenn der Anreiz für Netzbetreiber nicht genügend ausgeprägt ist oder es ihnen untersagt oder nicht empfohlen⁵ wäre, auf die Errichtung von Q-Kapazitäten zu verzichten. Da in diesem Fall auch Vergütungslösungen nicht greifen, muss eine offengelegte Bedarfs- und Nutzungsanalyse für Transparenz und indirekte für Effizienz sorgen.

Abbildung 4 zeigt das angepasste Übersichtsbild zum beschriebenen alternativen Ansatz der Kostentragung durch den Netzbetreiber nur für die von ihm tatsächlich genutzte Blindleistung.

⁴ Netzbetreiber könnten in diesem Fall versucht sein, zwar die Blindleistung aus Fremdanlagen zu nutzen, aber nicht entsprechend zu deklarieren und damit über das allgemeine Konto abzurechnen. Dies würde zwar dazu führen, dass die Nutzungsanalyse eine geringere Nutzungsquote hervorbringt und dies im Rahmen der Anreizregulierung zusätzlich berücksichtigt werden könnte. Nichtsdestotrotz muss einer Fehldeklaration Einhalt geboten werden. Dies ließe sich einfach dadurch erreichen, indem unterschiedliche Kostensätze für die nicht genutzte und die genutzte Blindleistung erhoben werden. Sofern dem Anlagenbetreiber bei Nutzung der Blindleistung durch den Netzbetreiber insgesamt ein höherer Gewinn als bei Abrechnung über das allgemeine Netzkonto entsteht, wird dieser automatisch die Kontrollfunktion übernehmen. Die Kostenunterschiede sollten deshalb neben den höheren blindleistungsbedingten Anlagenverlusten und dem sonstigen Mehraufwand (z. B. für die Parametrierung der Q-Kennlinie) eben auch diese Anreizkomponente für den Kontrollaufwand beinhalten.

⁵ Dies wäre der Fall, wenn in den TAR nicht ausdrücklich auf den Verzicht hingewiesen wird und gleichzeitig EnWG § 19 dahingehend von den Netzbetreibern ausgelegt wird, in ihren TAB nicht von den Vorgaben in den TAR abweichen sollen.

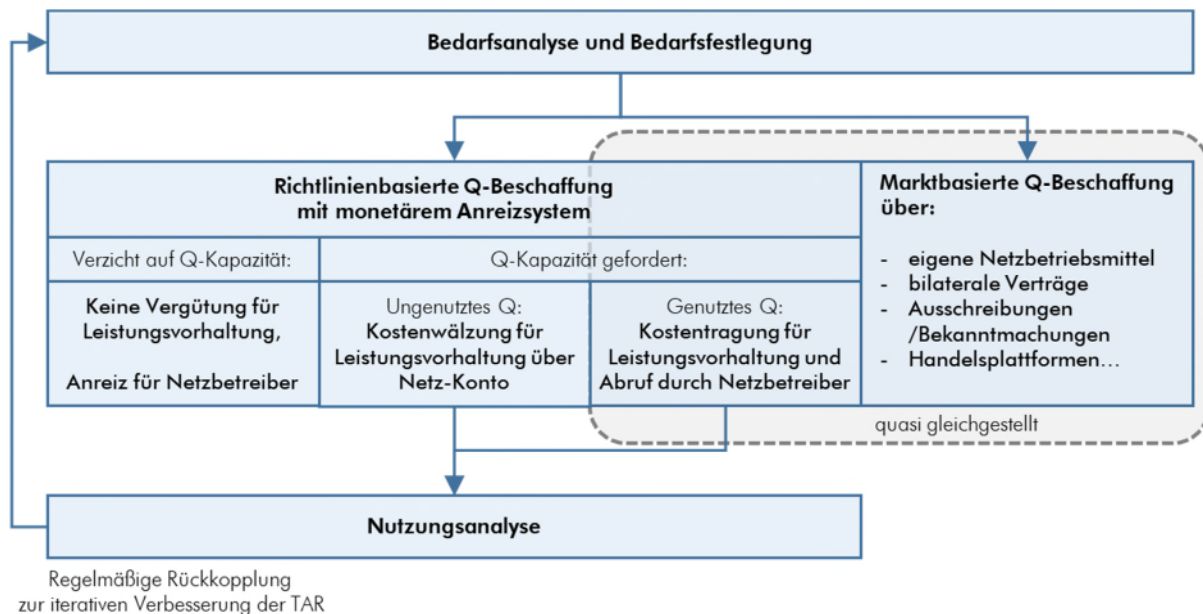


Abbildung 4. Modifizierte Form des vorgeschlagenen Grundgedankens zur künftigen Q-Beschaffung über TAB

Alternativ zu expliziten Vergütungen könnten auch Kostenanrechnungen im Rahmen der Anreizregulierung überlegt werden. Ein Netzbetreiber, der weniger Q-Fähigkeiten vorhalten lässt, müsste im Vergleich mit einem Netzbetreiber, der in größerem Umfang auf Blindleistung zur Spannungshaltung setzt, mehr Netzausbau und am Ende mehr „Netz“ haben. Insofern könnte man bei den Netzbetreibern den entsprechend den vorgehaltenen Q-Fähigkeiten eingesparten Netzausbau beim Benchmark hinzurechnen. Letztlich müsste derjenige von zwei Netzbetreibern mit jeweils gleichem Netz belohnt werden, der mit weniger Blindleistungsbereitstellung auskommt. Ein Nachteil dieses Anreizsystems liegt in der indirekten Wirkung und der Intransparenz, weil der tatsächlich eingesparte Netzausbau nicht bekannt ist.

Q-Beeinflussung über P-Q-t-Netzentgeltsystem bzw. (P)-Q-t-Verrechnung

Auch hier wird zunächst der bevorzugte Ansatz vorgestellt, bevor auf alternative Ansätze eingegangen wird.

Präferierter Ansatz

Als weiterer Baustein wird vorgeschlagen, in die Ermittlung des Netznutzungsentgeltes neben der Wirkleistung künftig auch die Blindleistung miteinzubeziehen. Die Grundidee basiert darauf, die Netzentgeltberechnung nah an den physikalischen Wirkungen des Wirk- und Blindleistungsverhaltens der Netzkunden hinsichtlich der Be- oder Entlastung der verschiedenen Netzebenen und deren ökonomisch bewerteten Anteil auszurichten und die anteiligen Kosten der Netzkapazität nur auf die Zeiträume aufzuteilen, in denen diese benötigt wird.

Die Be- oder Entlastung definiert sich darüber, wie sehr das P-Q-Verhalten des Kunden in den einzelnen Zeitpunkten eines Jahres die thermische und spannungsbedingte Übertragungskapazität beanspruchend oder freigebend wirkt.

Die ökonomische Bewertung stellt den Gegenwert des Netzes (inkl. aller Maßnahmen zum ordnungsgemäßen Betrieb) ins Verhältnis zur maximalen Netzbelastung und teilt den belastungsmäßigen Kostenanteil auf die Zeitpunkte im Jahr auf, in denen die Netzbelastung den entsprechenden Leistungswert erreicht bzw. überschreitet.

Abbildung 5 veranschaulicht das Prinzip der Kostenverteilung am Beispiel der Belastung B, welche sich aus der überlagerten Wirkung der Wirk- und Blindleistung ergibt. Die minimale Belastung beträgt hier 30 %. Der entsprechende Anteil von 30 % der Gesamtkosten wird auf die dargestellten zehn Zeitpunkte aufgeteilt, weil in diesen Zeiträumen jeweils eine Belastung von 30 % oder mehr auftritt. Da in sieben von den zehn Zeitpunkten eine höhere Netzbelastung vorliegt und deshalb eine höhere Netzkapazität erforderlich ist, werden die entsprechenden Mehrkosten (für die Differenz der Auslegung von 30 auf 51 %) dafür auch nur auf diese sieben Zeitpunkte abgebildet, die eine Belastung von 51 % oder mehr hervorrufen. Zwei der sieben Zeitpunkte kämen mit einer Kapazität von 51 % der vorhandenen Netzkapazität aus. Die fünf anderen Zeitpunkte benötigen mindestens weitere 20 % der vorhandenen Netzkapazität (71 statt 51 %), weshalb hier wiederum der entsprechende Gesamtkostenanteil von 20 % auf diese fünf Zeitpunkte projiziert wird. In drei von diesen fünf Zeitpunkten wird eine nochmals höhere Netzkapazität benötigt. Auf diese drei entfallen 21 % der Gesamtkosten, da hier die zusätzliche Kapazität in Höhe von 21 % (als Differenz von 92 % und 71 %) beansprucht wird. Zum Zeitpunkt der maximalen Netzbelastung muss schließlich zusätzlich zu den vorhergehend beschriebenen Kostenanteilen der restliche verbleibende Deckungsbeitrag in Höhe von 8 % geleistet werden. Mit einer solchen Netzentgeltverteilung würden die Zeitpunkte 8 bis 10 nur einen Anteil von jeweils 3 % der Gesamtkosten (30 % Anteil an Gesamtkosten entsprechend der benötigten Netzkapazität geteilt durch 10 Zeitpunkte, die eine Belastung von 30 % und mehr aufweisen) tragen. Die Zeitpunkte 6 und 7 weisen eine Belastung von je 51 % der Netzkapazität auf. Das Netzentgelt dieser beiden Zeitpunkte errechnet sich aus der Summe der jeweiligen Kostenanteile, die sie sich mit den Zeitpunkten geringerer Belastung teilen (hier: $30\%/10$ Zeitpunkte = 3 % pro Zeitpunkt) und dem Kostenanteil (21 % entsprechend benötigter zusätzlicher Netzkapazität von 51 % abzüglich 30 %) der Zeitpunkte (7), die eine Belastung der von diesem Zeitpunkt benötigten Netzkapazität oder höher aufweisen. Damit resultiert ein Kostenanteil von $(3\% + 21\%/7 = 6\%)$. Der Zeitpunkt 1 weist ein Netzentgelt entsprechend den Bestandteilen, die die Zeitpunkte mit geringerer Belastung tragen, plus den Mehraufwand gegenüber diesen ($8\%/1 + 21\%/3 + 20\%/5 + 21\%/7 + 30\%/10 = 25\%$). Bei dem angegebenen Beispiel würde alleine der Zeitpunkt 1 mit 25 % zur Gesamtfinanzierung beitragen.

Mit einer solchen Methodik der Netzentgeltverteilung wird erreicht, dass die Netznutzer ihre Flexibilitätspotenziale nicht dafür einsetzen, unabhängig der Netzbelastungssituation ihre Leistungsspitzen zu reduzieren, sondern vor allem in den Zeitpunkten der höchsten Netzbelastungen. Diese Netzentgeltverteilung fokussiert nicht einfach nur die absolut höchste Spitze der Netzlast, sondern übt eine überproportionale Belastungsreduktion auf hohe Belastungszeiträume aus. Der Kostenaufteilungsschlüssel lässt sich dabei natürlich auch abweichend von dem hier vorgestellten Beispiel wählen.

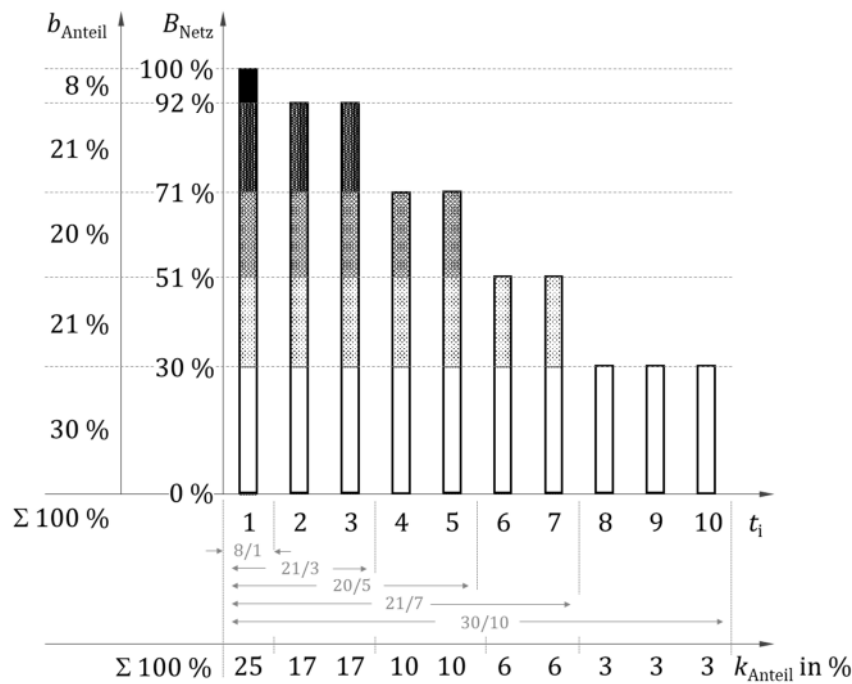


Abbildung 5. Schematische Darstellung des vorgeschlagenen Grundgedankens zur netzbelastungsabhängigen Netzentgeltsystematik.

Die in Abbildung 5 allgemein als Belastung bezeichnete Auslegungsgröße wird von der Wirk- und Blindleistung bestimmt. Die resultierenden Netzentgelte lassen sich daher in das P-Q-Diagramm für jeden Kunden übersetzen. **Abbildung 6** zeigt exemplarisch und schematisch ein P-Q-Diagramm mit Bereichen der Netzentgelte verschiedener Höhe sowie dem verbotenen Bereich für das P-Q-Verhalten. Demnach könnte bei untererregtem Q-Verhalten eine höhere rückgespeiste Wirkleistung erlaubt sein (s. Begrenzung im zweiten und dritten Quadranten in Abbildung 6). Auf der anderen Seite könnte eine höhere Bezugsleistung zugestanden sein, wenn der Netznutzer gleichzeitig weniger induktive Blindleistung bezieht. Im Schwachlastfall (P nahe 0) könnte ein übererregtes Blindleistungsverhalten zu höheren Netzentgelten führen. Bei untererregtem Blindleistungsverhalten reduzieren sich in diesem Fall entsprechend der Notwendigkeit und dem Gegenwert von anderen zusätzlichen Kompensationsmaßnahmen die Netzentgelte bzw. könnten sogar Vergütungen bzw. Gutschriften ausgewiesen sein.

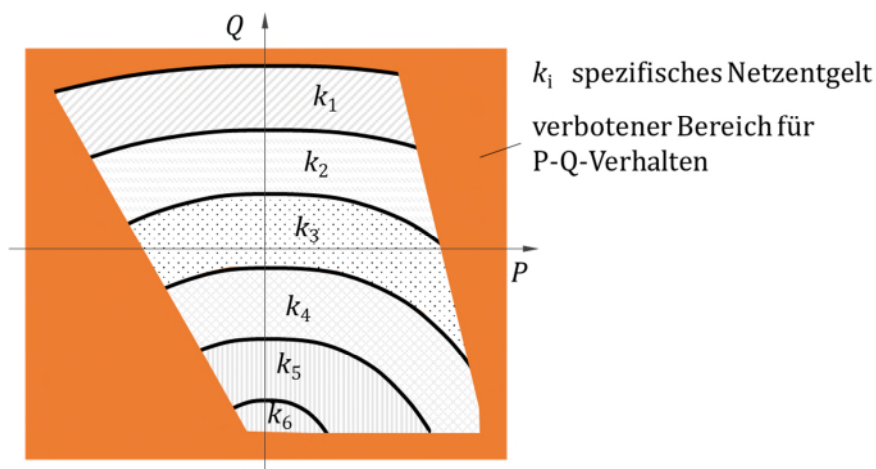


Abbildung 6. Schematische Darstellung spezifischer Netzentgelte (k) in Abhängigkeit vom P-Q-Verhalten des Netzkunden

Die Netznutzer zahlen damit kein übers Jahr konstantes spezifisches Netzentgelt. Das Netzentgelt wird zwar ebenfalls über die bezogene bzw. eingespeiste Energie verteilt, aber nicht gleichmäßig, sondern leistungsorientiert an der Netzbelastung und dem eigenen Anteil daran. Das zu entrichtende Netzentgelt lässt sich in das P-Q-Diagramm überführen und bildet sich dort in Flächen gleichen Preises ab, die sich jedoch in den verschiedenen Zeitpunkten eines Jahres anders ausbilden und bepreist sein können.

Mit einer solchen, allerdings noch vertiefter zu untersuchenden und im Detail anzupassenden bzw. auszugestaltenden Zuordnung der Netzkosten auf die Belastungszustände des Netzes kann erreicht werden, dass implizit die kostengünstigsten Potenziale der Netzkunden erschlossen und eingesetzt werden und zwar in dem und nur in dem Umfang, wie ein Gegenwert seitens der Netzinfrastruktur entgegensteht bzw. eingespart werden kann oder zusätzlich erforderlich wird. Jeder Netznutzer ist damit konfrontiert und kann sich entscheiden, inwieweit er sein P-Q-Verhalten anpassen kann oder möchte. Er ist in der Lage, eine Abwägung zu treffen zwischen einer Blindleistungsversorgung/-lieferung über/an das Netz und einer Eigenversorgung. Die betriebswirtschaftliche Optimierung kann mit der volkswirtschaftlichen Kostenminimierung in Deckung gebracht werden. Dabei ist zu betonen, dass die Preisfestsetzung sich nicht auf die aktuell tatsächliche Netzlast beziehen muss und soll, sondern sich an den für den Zeitpunkt typischen Netzbelastungen der Vergangenheit orientiert. Damit wird erreicht, dass die Netzentgelte mit genügend ausreichender Vorlaufzeit feststehen, dennoch eine realitätsnahe Abbildung der Netzbelastung ermöglichen. Mit zunehmender Anpassung der Netznutzer und Vergleichmäßigung der Netzlasten ändern sich natürlich entsprechend auch die Netzentgelttarife im Laufe der Zeit.

Den Netzbetreibern eröffnet sich mit der P-Q-t-Netzentgeltsystematik zudem eine gute Verankerung in der Netzplanung, da die Auslegung der Netzbetriebsmittel von der P-Q-Belastung bestimmt wird. Anstelle der maximalen Einspeise- und/oder Bezugswirkleistung (in Verbindung mit einem zulässigen oder vorgegebenen $\cos\phi$ -Verhalten) spannt sich ein erlaubter Bereich im P-Q-Diagramm auf, der die gleiche maximale Netzbelastung nicht überschreitet und sogar zeit- bzw. netzbelastungsabhängig gestaltet sein kann. Bei Anschluss neuer Netznutzer wird in die Bewertung und Festlegung des Netzverknüpfungspunktes ebenfalls das P-Q-(t)-Verhalten miteinbezogen und ein entsprechender erlaubter Bereich vereinbart. Der verbotene Bereich könnte mit geeigneter Pönalisierung bzw. Sanktionierung (bis hin zur Netztrennung) belegt sein.

Die P-Q-t-Netzentgeltsystematik wäre wie bisher differenziert nach Netzebene. Diese Art der Verrechnung könnte auch zwischen Netzbetreibern Anwendung finden. So könnte der nachgelagerte Netzbetreiber anhand der ihm vom vorgelagerten Netzbetreiber aufgezeigten Preisstruktur für das P-Q-Verhalten zum einen seine Aufwendungen zur Blindleistungskompensation gegenrechnen sowie seinerseits seine optimale P-Q-t-Netzentgeltstruktur ermitteln (der Netznutzer sieht am Ende nur eine Netzentgeltstruktur, in der auch die aller vorgelagerten Netzbetreiber enthalten ist. Unabhängig davon kann aus Transparenzgründen diese aber auch separiert aufgezeigt sein).

Da die P-Q-t-Netzentgeltsystematik – zumindest in den unteren Spannungsebenen – nicht einzelfallbezogen, sondern einheitlich für eine Netzebene umzusetzen ist, zielt sie vor allem darauf ab, die Potenziale für das Gesamtsystem bzw. die vorgelagerten Spannungsebenen zu nutzen und nicht, um Optimierungen im Anschlussnetz bzw. am Netzverknüpfungspunkt zu erreichen. Nichtsdestotrotz sollten die zu definierenden Preiszonen des spezifischen Netzentgeltes so gestaltet werden, dass in der Zusammenschau der gesamten Netzanschlussebene genau die Gegenwerte der netzseitigen Maßnahmen entgegenstehen sowie die Netzbetreiber und Netznutzer zu einer entsprechenden Gesamtkostenminimierung verleitet.

Von daher und weil die P-Q-t-Netzentgeltsystematik nicht einzelfallbezogen, sondern einheitlich für die Netzebene umzusetzen ist, kann es zu konträren Anforderungen im gewünschten Blindleistungsverhalten kommen (Spannungshaltung im Anschlussnetz versus Blindleistungshaushalt = Spannungshaltung im vorgelagerten Netz). In solchen Fällen kann der Netzbetreiber auf entsprechende Vorgaben in den TAB zurückgreifen und dieses Problem lösen.

Eine geeignete Ausgestaltung der P-Q-t-Netzentgeltsystematik fördert in jeder Region implizit den jeweils volkswirtschaftlich sinnvollsten Blindleistungsaustausch, je nachdem, in welcher Netzebene die Ergreifung von Kompensationsmaßnahmen bzw. die Hebung von Blindleistungspotenzialen am kostengünstigsten erfolgen kann. Der Blindleistungsausgleich würde sich über Spannungsebenen hinweg so einstellen, wie es die Netzkapazität zulässt bzw. soweit dies über das Netz (inkl. evtl. Ausbaumaßnahmen) kostengünstiger erfolgen kann.

Die P-Q-t-Netzentgeltsystematik sollte auch für RLM-Kunden in der NS-Ebene bzw. allen Kunden mit intelligentem Messsystem (iMSys) offenstehen. Dafür sprechen die Verbrauchfreundlichkeit im Sinne einer Möglichkeit, an der Systemstützung teilhaben und profitieren zu können sowie die Potenziale (inkl. ihrer Verstärkungseffekte im Gesamtsystem) in den Erzeugungs-, Speicher- und Bezugsanlagen. Grundsätzlich könnte aber dem Netznutzer alternativ weiterhin ein einheitliches Netzentgelt angeboten werden, so dass er selber wählen kann, ob er die Chancen zur Kostensenkung nutzen oder aber das Risiko höherer Netzentgeltzahlungen vermeiden möchte.

Eine Unterscheidung zwischen Erzeugungs-, Speicher- und Bezugsanlagen wäre bei gleicher Ausgestaltung der Preiszonen nicht notwendig, der Prosumergedanke damit umgesetzt. Von allen Netznutzern würde entsprechend ihres Anteils an der Netzbe- oder -entlastung der gleiche Finanzierungsbeitrag verlangt bzw. Honorierung bei systemdienlichem Verhalten gewährt.

Die Erzeugungs- und Speicheranlagenbetreiber müssten ihre Netzentgeltbeiträge auf den Arbeitspreis umlegen, so dass einerseits die Finanzierung der Netzinfrastruktur stärker an ihrer leistungsbasierten Nutzung ausgerichtet, aber gleichzeitig der Ziel einer arbeitsbasierten und damit die Energieeffizienz unterstützenden Bepreisung des Stromverbrauchs stärker ausgebildet wird. Mit Blick auf den europäischen Binnenmarkt müsste dieses System harmonisiert werden. In einem ersten Schritt könnten jedoch für Erzeugungs- und Speicheranlagen Netznutzungsentgelte in der Höhe überlegt werden, die in Summe den dann künftigen Aufwendungen entsprechen, die auf Seiten der Netzbetreiber für die vergütungsbasierte Beschaffung von Blindleistung anfallen. Damit könnte vermieden werden, dass für die Letztverbraucher die Netzentgelte steigen.

Mit dem P-Q-t-Netzentgeltsystem wird gleichzeitig die Idee des zellularen Ansatzes unterstützt, aber nur eben in dem Maße, wie eine tatsächliche Einsparung in der Netzinfrastruktur bei einer (teil-)autarken Eigenversorgung erzielt werden kann. Der Netzausbau wird sozusagen in den Wettbewerb mit den Alternativen gestellt.

Weil die P-Q-t-Netzentgeltsystematik jeden Netznutzer zwingt, sich mit der Thematik auseinanderzusetzen, werden weitere Blindleistungspotenziale erkannt, die im „Q-Markt“ (s. nächstes Kapitel) angeboten werden können. Die Liquidität des Q-Marktes würde damit deutlich stärker ausgeprägt sein.

Einen weiteren Vorteil der P-Q-t-Netzentgeltermittlung bringt die inhärente Möglichkeit des Poolings von mehreren Netzverknüpfungspunkten, ja sogar von mehreren Netzkunden (über einen Aggregator, siehe auch nächstes Kapitel). Dies ist allerdings nur im Rahmen der maximal möglichen Anschlussleistung möglich bzw. solange dadurch in der operativen Betriebsführung keine Netzrestriktionen verursacht werden.

Auch im Bereich der transienten Spannungsstabilität bildet die P-Q-t-Netzentgeltsystematik eine sehr gute Basis, um technologieunabhängig die kostengünstigsten Vorkehrungen zur Beherrschung von kritischen Netzsituationen treffen zu können. Beispielsweise definiert der Übertragungsnetzbetreiber seinen Bedarf an kurzfristiger Änderungsfähigkeit im P-Q-Verhalten (z. B. abhängig von U oder auf Anforderung), um beispielsweise einen drohenden Spannungskollaps zu verhindern. Die Verteilungsnetzbetreiber und Netznutzer könnten dann prüfen, welche Möglichkeiten und Maßnahmen ihnen zur Verfügung stehen und welche Kosten damit verbunden wären. Aus dem Vergleich der ÜNB-seitigen Alternativen (z. B. rotierender Phasenschieber, FACTS) können dann wiederum die kostengünstigsten ausgewählt werden.

Die Höhe und Zonierung der spezifischen Netzentgelte sollte in bestimmten Zeitabständen angepasst werden, um der Entwicklung der Netzinfrastruktur und Netznutzerverhalten folgen und stets eine ausgeprägte Optimierung der gesamten Infrastruktur ermöglichen zu können. Da alle die meisten Netznutzer jahreszeitlichen Einflüssen unterworfen sind und Feiertage stark mitbestimmend sind, bietet sich eine alljährliche Überprüfung und Festlegung der Tarifierung an.

Dabei müssen u. a. noch folgende Fragen geklärt werden:

- Wie gestaltet man die Preiszonen mit dem Ziel höchster Effizienz des Gesamtsystems? Diese müssen so differenziert sein, dass bei Gesamtbetrachtung der tatsächliche Gegenwert entgegensteht, d. h. einerseits nicht zu schwach (günstig) ausgeprägt sind, um die wirtschaftlichen Potenziale auf Seiten der Netznutzer heben zu können und andererseits nicht zu stark (teuer) ausgeprägt sind, um auf Seiten der Netznutzer nicht unnötige bzw. volkswirtschaftlich ungünstige Investitionen in Q-Kapazitäten zu erzeugen.
- Werden die Preiszonen durch die BNetzA vorgegeben oder sollen diese die Netzbetreiber ermitteln? Wie erreicht man im ersten Fall eine hohe Wirksamkeit und Äquivalenz der netz- und kundenseitigen Aufwendungen. Wie verhindert man im letzteren Fall, dass der Netzbetreiber eine Zonierung festlegt, die den wahren Gegenwert in seinem Netz überbewertet und damit ihn in der Anreizregulierung besser stellt und die Netznutzer unnötig hohe Aufwendungen aufbürdet?
- Wie wird mit Netznutzern verfahren, die im Rahmen der TAB Blindleistung bereitstellen? Sollen diese ebenfalls Netzentgelte entrichten und wie lässt sich eine Diskriminierung erreichen, wenn dies nicht der Fall ist? Braucht es hierbei eine Differenzierung des P-Q-t-Netzentgeltsystems? Oder müssten die Auswirkungen der TAB-basierten Blindleistungsbereitstellung auf die zu entrichtenden Netzentgelte in der Vergütung der TAB-basierten Blindleistungsbeschaffung mitberücksichtigt werden?

Da das hier vorgeschlagene Konzept insgesamt betrachtet zu einer Kosteneinsparung führt, kann es gelingen, dass trotz den damit verbundenen Kostenverlagerungen zwischen den Stakeholdern, die zunächst einmal für bestimmte Netznutzer zu höheren Kosten führen können, die resultierenden Belastungen der einzelnen Letztverbraucher nicht steigen. Dazu wird man der Politik eine Steuerbarkeit mit gezielten Entlastungsmöglichkeiten durch überlagerte Mechanismen zur Kostenumverteilung zur Verfügung stellen müssen. So kann sie z. B. bestimmte Netznutzergruppierungen stärker entlasten. Diese Steuerungsmechanismen sollten aber so gestaltet sein, dass bei allen Kunden der gleiche Anreiz zur Systemdienlichkeit bestehen bleibt. Wenn eine Nutzergruppe dadurch stärker als „notwendig“ profitieren oder belastet würde, kann über einen solchen Steuerungsmechanismus wieder ein Ausgleich hergestellt werden. Hierbei stellen sich u. a. folgende Fragen:

- Inwieweit darf der Steuerungsmechanismus auf einen möglichen Offset der spezifischen Netzentgelte wirken und die Preisdifferenzen im Netzentgeltsystem verändern, damit eine Systemoptimierung nicht zu stark eingeschränkt wird? Soll dieser überhaupt über die Netzentgelte greifen?
- Welche anderen Verteilungsschlüssel sind erlaubt und geeignet?

Da dies hier beschriebene Zielsystem einen deutlichen Systemwechsel darstellt, muss auch ein Transformationspfad von der heutigen hin zur künftigen Netzentgeltsystematik konzipiert werden. Mit Blick auf die Änderungen der Belastungen durch die Netzentgelte könnten diese beispielsweise über ein Blending der nach heutigem und künftigen Verfahren ermittelten Netzentgelte schrittweise angepasst werden. Hierfür könnte ein Zeitraum in der Größenordnung von zehn Jahren zugrunde gelegt werden, um den Akteuren die Möglichkeit einzuräumen, sich auf das neue Verfahren und die Auswirkungen auf sie einzustellen und in Investitionsentscheidungen zu berücksichtigen.

Alternativer Ansatz

Als Alternative bzw. als ersten Schritt hin zur P-Q-t-Netzentgeltsystematik könnte eine Q(P,t)-Bepreisung überlegt werden, die unabhängig vom eigentlichen und auf der Wirkleistung basierendem Netzentgeltsystem Blindleistungsverbräuche zwischen Netznutzer und Netzbetreibern, aber auch zwischen Netzbetreibern, verrechnet⁶. Die Bepreisung von Blindleistungsaustausch könnte und sollte wie bei der P-Q-t-Netzentgeltsystematik abhängig von der Netzbelastung und damit zeitvariant sein. Sie sollte sich auch am Wirkleistungsverhalten des Netznutzers bzw. des Netzbetreibers orientieren. Im Grunde handelt es sich hierbei um eine Weiterentwicklung der heutigen Praxis mit definierten Bereichen für kostenlosen Blindleistungsaustausch und Pönalisierung bei Überschreiten der zulässigen und i. d. R. auf $\cos\phi$ -Werten basierenden Grenzen.

Ansonsten gelten die gleichen Überlegungen und Fragestellungen wie bei der bevorzugten Variante beschrieben.

Q-Beschaffung über Q-Markt

Unter marktbasierter Q-Beschaffung werden hier wettbewerbsorientierte und marktwirtschaftlich organisierte Beschaffungsmechanismen verstanden. Dabei sei betont, dass es dem Netzbetreiber vom Grundsatz her immer frei gestellt bleiben soll, ob er die Blindleistung mit eigenen Betriebsmitteln (z. B. Kompensationsanlagen), über bilaterale Vereinbarungen oder über entsprechend geeignete Marktplätze (Ausschreibungen oder Auktionen) beschafft. Er sollte volle Entscheidungsfreiheit genießen, wenn er dafür auch die volle Kostenverantwortung trägt und im Rahmen der Anreizregulierung die Kosten gleichwertig eingestuft werden. Da dies heute noch nicht der Fall ist, wird empfohlen, dass Netzbetreiber ihre Bedarfe an Blindleistung, die sie z. B. mit eigenen Kompensationsanlagen decken möchten, vorher auf geeigneten Plattformen mit allen für potenzielle Anbieter notwendigen Informationen bekannt geben. Dabei sollten nicht nur Angebote zur direkten Bedarfsdeckung, sondern auch solche, die den resultierenden Bedarf verringern (indem beispielsweise ein Netznutzer sein bisheriges Q-Verhalten anpasst).

Zu befürworten ist auch, dass Netznutzer und Verteilungsnetzbetreiber unabhängig von konkreten Bedarfsbekanntmachungen ihre Q-Potenziale einstellen können. Dabei sollten Angebote von Blindleistung für alle Entscheidungsstufen (Errichtung einer Q-Fähigkeit, zeitliche Verfügbarkeit sowie Abruf von Blindleistung) eingestellt werden können. Zu untersuchen wäre aber, in welcher Form bzw. in welchen Formen die Angebote charakterisiert sein können (z. B. Viertelstundenleistung, Leistung und Arbeitsvermögen, Verfügbarkeit, ...). Die derzeit

⁶ Strenggenommen müssen diese Zahlungen und Vergütungen ebenfalls als Netzentgelte aufgefasst werden, weil sie zur Finanzierung der Blindleistungsbereitstellung bzw. Kompensationsanlagen dienen.

entwickelten Flexibilitätsmärkte könnten dafür erweitert werden. Solche Marktplätze sollten in jedem Fall keine geographische Eingrenzung erfahren, also netzbetreiber- und landesgrenzenübergreifend etabliert werden. Sinnvoll ist jedoch, dass die Plattformen deutschlandweit einheitlich gestaltet sind.

Der Interessent kann mit Kenntnis des Erbringungsortes die Wirksamkeit in seiner Sphäre bzw. an seinem Problemort feststellen und zusammen mit dem Angebotspreis die Effizienz der Offerte bewerten. Die Flexibilitätsmärkte müssen dazu mit einem geeigneten Netzmodell bzw. Modell zur Nachbildung der Wirkung (auf Strom- und Spannungsbelastung) im Netz gekoppelt sein. Insofern lässt dies grundsätzlich auch eine Durchleitung in vertikaler und horizontaler Richtung zu. Nur physikalische Grenzen, d. h. Netzrestriktionen, wären demnach zu berücksichtigen. Diese können auch auftreten, wenngleich die Netznutzer Blindleistung im Rahmen ihres erlaubten Bereichs für das P-Q-Verhalten anbieten. Netzbetreiber sind es nämlich gewohnt, Korrelationen in Form von Gleichzeitigkeitsfaktoren in der Netzplanung zu berücksichtigen, um unnötigen Netzausbau zu vermeiden.

Netzrestriktionen können also den Q-Transport einschränken. Deshalb müssen die zwischenliegenden Netzbetreiber, durch deren Netze die Blindleistung hindurchgeleitet wird, vorher Kenntnis davon haben. Dies könnte beispielsweise in der Fahrplanmeldung integriert oder separat gemeldet werden und damit vom Netzbetreiber in der Netzlastberechnung berücksichtigt werden. Offen ist derzeit selbst bei der Regelleistungserbringung aus dem Verteilungsnetz, wie Konflikte mit dem Netzsicherheitsmanagement vermieden bzw. effizient gelöst werden können. Dies betrifft grundsätzlich auch die Blindleistung. Solche konträre Anforderungen im System sind z. B. in Zeiten hoher Rückspeiseleistungen zu erwarten, wenn beispielsweise der Anschlussnetzbetreiber ein untererregtes Q-Verhalten zur Spannungshaltung verlangt und gleichzeitig der Übertragungsnetzbetreiber aufgrund der hohen Transite nach einem weniger untererregtem Q-Verhalten bzw. einer kapazitiven Kompensationsleistung nachfragt. Solche Situationen zeigen dem Anschlussnetzbetreiber einen Gegenkompensationsbedarf an. Dieser ist dann seitens der Verteilungsnetzbetreiber in der Wirtschaftlichkeitsprüfung der verschiedenen Lösungsoptionen zur Spannungshaltung miteinzukalkulieren.

Dies kann theoretisch sogar dazu führen, dass ein Netzausbau kostengünstiger käme als der Verzicht auf das Q-Potenzial, d. h. wenn das Potenzial so umfangreich und kostengünstig ist, dass sich für die Erschließung dieses Potenzials zur Nutzung für die vorgelagerte Spannungsebene ein Netzausbau im Anschlussnetz lohnt. Während der Anschlussnetzbetreiber mit Blick auf seine lokale Spannungshaltung immer vor dieser Abwägung steht (im Prinzip auch heute schon), wäre dieser Aspekt neu. Wollte man dies vermeiden, weil beispielsweise dadurch ein 110-kV-Netzausbau ausgelöst werden würde, müsste eine entsprechende Einschränkung ermöglicht werden.

Der Q-Markt dient in erster Linie den Netzbetreibern, sich mit Blindleistung eindecken zu können. Aufgrund der Ortsabhängigkeit der Blindleistung wird dieser aufgrund der Unsicherheit in der zeitlichen Verfügbarkeit und im preislichen Angebot für den Anschlussnetzbetreiber keine bedeutende Rolle zur lokalen Spannungshaltung einnehmen. Mit höherer Spannungsebene nimmt der räumliche Einzugsbereich, damit die Liquidität und letztlich die Bedeutung zu. In den vorgelagerten Spannungsebenen können zudem stochastische Überlagerungseffekte ausgenutzt werden. Für den vorgelagerten Netzbetreiber kann sich daraus selbst dann eine gesicherte Blindleistung ergeben, wenngleich die einzelnen Anbieter keine besitzen.

Die Q-Marktplätze können aber auch von Aggregatoren genutzt werden, um für ihre Kunden Optimierungen in der Blindleistungsbeschaffung zu erzielen. Für einzelne Netznutzer wird der Q-Markt vor allem als Angebotsplattform eine Rolle spielen. Eine direkte Handelsbeziehung

zwischen zwei Netznutzern dürfte nur in Ausnahmefällen erwartet werden, vor allem bei Etablierung der im vorherigen Kapitel beschriebenen P-Q-t-Netzentgeltsystematik. Dabei wird ein Netznutzer jedoch nicht nur überschüssiges Potenzial auf die Plattformen einstellen, sondern sein gesamtes anbieten, wenn er gegenüber der P-Q-t-Netzentgeltsystematik wirtschaftliche Vorteile erzielen kann (z. B. bei gesteigerter Nachfrage seitens eines Netzbetreibers).

Grundsätzlich sollte jeder Netznutzer sowie Netzbetreiber seine Potenziale anbieten können. Anlagen, die im Rahmen der TAB eine Q-Fähigkeit vorhalten müssen, können ihre Blindleistung nur anbieten, wenn sie vom Anschlussnetzbetreiber nicht genutzt wird. Der Abruf von Blindleistung richtlinienbasierter Beschaffung erfolgt also nicht über den Q-Markt. Potenziale außerhalb der TAB-basierten Vorhaltung können dagegen grundsätzlich angeboten werden, solange keine konträre Wirkung hervorgerufen wird.

Um Netznutzer anzureizen, ihre Potenziale auf dem Q-Markt bekannt zu machen, ist es empfehlenswert, alle Q-Bedarfe seitens der Netzbetreiber auf dieser Plattform zu veröffentlichen.

Preisbildung für Q:

Grundsätzlich spricht für eine freie Preisbildung die damit verbundene hohe Attraktivität, vorhandene Q-Potenziale auch anbieten zu wollen. Außerdem zeigen die tatsächlichen Kosten für die Q-Bereitstellung eine hohe Bandbreite.

Noch zu klären wäre, wie Bestandsanlagen in einem Q-Markt teilnehmen können. Da diese zumindest die Aufwendungen für die von ihren TAB geforderte Q-Fähigkeit bereits implizit in der EEG-Vergütung bzw. Ausschreibungsangeboten enthalten haben, besteht die Gefahr, dass sich die Anbieter bei freier Preisbildung knapp unterhalb des Preisschirms von Neuanlagen, die ihre Aufwendungen explizit miteinkalkulieren müssen, legen und damit sog. Windfallprofite entstehen. Dies kann bei entsprechend ungeeigneter Ausgestaltung der Beschaffungsprozesse u. U. auch Neuanlagen betreffen, wenn sie ihre TAB-basierten Q-Fähigkeiten frei vermarkten können. Wenn bei Neuanlagen ihre Q-Fähigkeit in einen Zeitraum nicht vom Anschlussnetzbetreiber genutzt wird, sollte sie aber diese dennoch anbieten (können). Sollten die Kosten für die richtlinienbasiert Q-Vorhaltung dann weiterhin vom Netzbetreiber oder über das Netzkonto übernommen werden, besteht auch hier das Risiko von Windfallprofits. Würden nur Abrufkosten in der Preisbildung berücksichtigt werden können, besteht der Nachteil, dass ein unzureichender Anreiz zur Q-Offerte gegeben ist, sowie die Möglichkeit, dass Netzbetreiber versucht sein können, sich über den Umweg des Q-Marktes zumindest die Vorhaltekosten zu sparen. Insofern bedarf die Ausgestaltung der Beschaffungsprozesse über TAB und Q-Markt einer gründlichen Untersuchung und Abstimmung aufeinander.

Die Kosten für die Blindleistungsbeschaffung über den Q-Markt sollten im Rahmen der Anreizregulierung wie die Kosten der richtlinienbasierten Beschaffung behandelt werden (s. vorne).

Da auch Netzbetreiber ihre eigenen Potenziale für die vorgelagerten Netzbetreiber anbieten können, braucht es eine Lösung, wie eine Wettbewerbsverzerrung infolge unterschiedlicher Kosten für die Verlustenergiebeschaffung aufgelöst werden kann. Die für die Blindleistungsbereitstellung benötigte Verlustenergie sollte auf Seiten der Netznutzer nicht höher sein als für die Netzbetreiber (z. B. durch zusätzlich zu entrichtende Letztverbraucherabgaben) bzw. umgekehrt.

Netzsicherheitsmanagement

Die Ultima Ratio der Spannungshaltung stellt das Netzsicherheitsmanagement dar. Hierbei können neben einem Zugriff auf nicht angebotene, aber vorhandene Q-Potenziale alle anderen

bekannten, auch über die Wirkleistung wirkende Maßnahmen herangezogen werden. Das bekannteste Beispiel ist der spannungsbedingte Redispatch. Das Netzsicherheitsmanagement gewährleistet dem Netzbetreiber nicht nur volle Handlungsfähigkeit, sondern stellt implizit auch eine Preisobergrenze dar. Da beim spannungsbedingten Redispatch seitens des Netzbetreibers immer die entsprechenden Kosten von zwei Anlagen übernommen werden müssen, bleibt es für die Anbieter selbst bei einer Q-Bereitstellung durch Anpassung der Anlagenfahrweise bzw. Eingriff in das Wirkleistungsmanagement attraktiv, ihre Blindleistungspotenzial anzubieten und die Chance zu haben, Einsparungen in der Entschädigung des zweiten Anlagenbetreibers⁷ für sich als Gewinnmarge vereinnahmen zu können.

Auch wenn Netzsicherheitsmaßnahmen kostenbasiert vergütet werden, untergraben sie damit nicht grundsätzlich oder automatisch die Blindleistungsbeschaffung über den Q-Markt.

Überlegenswert wäre als Ergänzung in den TAR eine Notfall-Spannungsstützung durch Anpassung der Wirk- und Blindleistungseinspeisung, wenn die Spannung am Netzverknüpfungspunkt das zulässige Spannungsband über- oder unterschreitet⁸. Diese Funktion ist klar von einer regulären statischen Spannungsstützung zu unterscheiden. Auch die Notfall-Spannungsstützung sollte seitens des Netzbetreibers vergütet werden müssen. Damit umgeht man einerseits Diskussionen über die Abgrenzung bzw. Auslegung von Notfällen und andererseits die Frage, warum ein Anlagenbetreiber für die Stützung des Systems im Notfall alleine die Kosten tragen sollte.

Abschließende Bemerkungen

Die Beschaffung von Blindleistung mit Hilfe eigener Quellen stellt im Prinzip eine fünfte Stufe dar. Sie sollte nur dann zum Zuge kommen, wenn die ersten drei Stufen (TAB, P-Q-t-Netzentgeltsystem, Q-Markt) nicht genügend kostengünstigere Blindleistung zur Verfügung stellen. Mit Installation netzseitiger Kompensationsanlagen oder rotierender Phasenschieber besteht allerdings die Gefahr, dass kostengünstigere Q-Potenziale ungenutzt und großenteils sogar unentdeckt bleiben. Man kann damit auf lange Frist marktliche Lösungen beschneiden bzw. unterbinden. Insofern sollten auch netzbetreibereigene Q-Quellen in der Anreizregulierung gleichwertig mit der Beschaffung von Dritten behandelt werden.

Mit der in Deutschland vollzogenen eigentümerrechtlichen Aufspaltung der 110-kV-Netze von den Übertragungsnetzen mit Verbleib der HöS/HS-Transformatoren bei den Übertragungsnetzbetreibern resultiert heute die Situation, dass der 110-kV-Netzbetreiber keinen vollen Zugriff auf diese Regeltransformatoren hat. Mit Einführung einer P-Q-t-Netzentgeltsystematik (bzw. Q(P,t)-Bepreisung) und Anwendung auch zwischen Netzbetreibern würde ermöglicht werden, dass künftig der 110-kV-Netzbetreiber auch die volle Regelmöglichkeit des HöS/HS-Transformators zugestanden bekommt. Dadurch würden weitere erhebliche Optimierungspotenziale und die Erschließung von weiteren vorhandenen Q-Quellen für das Übertragungsnetz ermöglicht werden. Diese Zielsetzung verfolgen derzeit die ostdeutschen Netzbetreiber mit Entwicklung spannungsebenenübergreifender Lastflussoptimierungen, die allerdings auf technische Funktion konzentriert ist.

⁷ Die Einsparung ergibt sich, wenn der Anbieter im Vorfeld der Fahrplanmeldung seine Potenziale auf dem Q-Markt anbietet.

⁸ Eine Notfall-Spannungsstützung bei Unterschreiten des Spannungsbandes sollte man sich gut überlegen. Im Falle eines drohenden Spannungskollaps könnte dadurch die systemstützende Wirkung durch verringerte Wirkleistungsaufnahme der Verbraucher konterkariert werden.