

STELLUNGNAHME DER ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER ZUR KONSULTATION DES ENDBERICHTS DER KOMMISSION ZUR ZUKÜNFTIGEN BESCHAFFUNG VON BLINDLEISTUNG

Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) haben sich insbesondere an den Stellungnahmen des BDEW/VKU, des FNN und der Netzbetreiber beteiligt und unterstützen diese ausdrücklich. Dennoch haben sich die ÜNB zu einer eigenen Stellungnahme entschlossen, um die ÜNB-spezifischen Aspekte in die Konsultation einzubringen.

Die ÜNB vertreten folgende Grundsätze im Rahmen ihrer Verantwortung bei der Spannungshaltung und Beschaffung von Blindleistung:

- Die ÜNB **ermitteln den Bedarf an Q-Kapazität** auf Basis einer einheitlichen, transparenten Methodik in Abstimmung mit der BNetzA.
- Die ÜNB **decken diesen Bedarf an Q-Kapazität insbesondere durch den Aufbau eigener Kompensationsanlagen unter Berücksichtigung aller Handlungsoptionen** nach Bestätigung durch die BNetzA.
- Der Q-Einsatz im Netzbetrieb basiert schon heute **auf marktlichen Prinzipien**, wie es auch in der Kommissionsarbeit bestätigt wurde.
- Netzbetreiber sind für Netz-/Systemsicherheit und Spannungshaltung in ihrem jeweils eigenen Netz verantwortlich und organisieren **zwischen den Netzbetreibern einen koordinierter Q-Austausch**. Die ÜNB favorisieren eine **verhandlungsbasierte Koordination**.
- Die **Netz- und Systemsicherheit** muss bei der Ausgestaltung der Beschaffungsmethodik für Q-Kapazität und Q-Einsatz gewährleisten sein, so dass jederzeit Blindleistung in Höhe, Menge und Qualität in ausreichendem Maße lokal zur Verfügung steht.

Die ÜNB sehen die Notwendigkeit, die Modellentwicklung für die Beschaffung von Blindleistung, die die Anforderungen des CEP und der Strombinnenmarkt-Richtlinie erfüllen, abhängig von der Spannungsebene zu gestalten. Jede Spannungsebene hat ihre Besonderheiten, die entsprechend zu berücksichtigen sind. Dabei können einheitliche Prinzipien hinsichtlich der marktlichen Beschaffung und Vergütung für alle Spannungsebenen Anwendung finden (siehe auch Ausführungen im „Netzbetreibermodell“ im BDEW-Begleitdokument zum Endbericht):

- Keine Vergütung für Q-Kapazität/Fähigkeit im Rahmen der VDE|FNN-Regeln (TAR).
- Vergütung von durch Netzbetreiber angeforderte und mit Netzkunden vereinbarte Q-Kapazität außerhalb der TAR.
- Vergütung einer gesicherten Q-Vorhaltung im Rahmen der TAR und außerhalb der TAR nur nach Anforderung durch den Netzbetreiber.
- Die kostenbasierte Vergütung des Q-Einsatzes/der Q-Nutzung muss abhängig von der Nutzung innerhalb/außerhalb der TAR, abhängig von der Spannungsebene und ggf. technologieabhängig umgesetzt werden.
- Der Q-Austausch zwischen Netzbetreibern erfolgt im Rahmen vereinbarter Grenzen ohne gegenseitige Vergütung.

Im Folgenden werden die Fragen des Konsultationsprozesses beantwortet. Dabei wird auf die gemeinsame Stellungnahme der Netzbetreiber aufgesetzt. Einzelne Punkte werden herausgestellt, die für die ÜNB von besonderer Bedeutung sind.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 15.11.2019 | Seite 2 von 10

1. Welche Modelloptionen und welches Modell würden nach Ihrer Meinung zu einer volkswirtschaftlich effizienten Beschaffung von Blindleistung führen?

Das bereits beschriebene Netzbetreibermodell, das sachgerecht nach Spannungsebenen differenziert, erfüllt nach Auffassung der ÜNB die Bedingungen einer volkswirtschaftlich effizienten Beschaffung. Die im Endbericht dargelegten Modellvorschläge 0 und 1 kommen diesem in Teilen am nächsten.

In den Übertragungs- und Verteilnetzen sind die Technischen Mindestanforderungen für den Netzanschluss (TAR) Basis für ein systemverträgliches und systemunterstützendes Verhalten der angeschlossenen Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen. Dabei werden im Wesentlichen keine erhöhten Investitionen initiiert, die einer volkswirtschaftlichen Betrachtung zu unterziehen sind. Ein Teil der Investitionen in die Ausstattung der Anlagen mit betriebsnotwendigen Einrichtungen (inkl. Einrichtungen zur Blindleistungskompensation) ist betriebswirtschaftlich zu berücksichtigen. Diese Investitionen sind bereits für die Teilnahme am Strommarkt erforderlich und deren Kosten im Strompreis enthalten. Nur bei einer zusätzlichen Blindleistungsbereitstellung außerhalb der TAR stellt sich die Frage einer volkswirtschaftlichen Abwägung im Falle mehrerer Handlungsoptionen.

Für eine volkswirtschaftliche Betrachtung ist ein ganzheitlicher Ansatz notwendig, insbesondere aus ÜNB-Sicht:

- Die im Endbericht betrachtete Thematik der statischen Spannungshaltung stellt nur einen Aspekt der Systemdienstleistung Spannungshaltung dar. Die Spannungshaltung ist aber für alle Aspekte des Netzbetriebs (Spannungsstützung im Kurzschlussfall, alle relevanten Netznutzungsfälle im Normalbetrieb wie im gestörten Betrieb sowie im Rahmen des Netzwiederaufbaus) sicherzustellen. Ein volkswirtschaftliches Optimum allein aus dem Normalzustand abzuleiten – noch dazu für nur eine betrachtete Systemdienstleistung, greift zu kurz. Abweichungen vom Normalzustand haben einen erheblichen Einfluss auf die Auslegung des Gesamtsystems.
- Der Einsatz von vollständig integrierten Netzkomponenten ist bei der Auslegung des Gesamtsystems zu berücksichtigen. Hierbei sind Aspekte der Nutzung eigener Betriebsmittel zu berücksichtigen (z.B. Haftung, Verfügbarkeit, uneingeschränkte Steuer- und ggfs. Regelbarkeit, zeitliches Verhalten, Netzwiederaufbau).
- Die Transaktionskosten für ein Beschaffungsmodell sollten so gering wie möglich sein.

Das bei den ÜNB praktizierte Beschaffungsmodell zum Abruf von Blindleistung auf Basis bilateraler Verträge mit Erstattung zusätzlichen Betriebsaufwandes (Vergütungsbasis) stellt bereits eine volkswirtschaftlich effiziente marktorientierte Beschaffung dar.

2. Sehen Sie über die dargelegten Modelloptionen hinaus noch andere wesentliche Modelloptionen für die Beschaffung von Blindleistung?

Die dargelegten Modelloptionen stellen umfangreiche kombinierbare Möglichkeiten der Unterscheidung von Zahlungen für Investitionen, betrieblich gesicherte Vorhaltung bzw. ungesicherte Vorhaltung nach Können und Vermögen sowie der Teil- bzw. Vollvergütung von entstehendem Betriebsaufwand bis hin zu freier Preisbildung nach Angebot und Nachfrage dar. Aus dieser weitreichenden Spannbreite von Optionen müssen die jeweiligen Folgewirkungen und entstehenden Kosten sorgfältig und detailliert quantifiziert werden, um sich für eine volkswirtschaftlich sinnvolle Kombination zu entscheiden. Dabei ist zu bedenken, dass Blindleistung ein Nebenprodukt ist und das Hauptprodukt auch weiterhin die Vermarktung von Wirkleistung bleibt. Ein Betrieb an den Grenzen der Systemsicherheit (bei und nach Störungen) darf nicht

angereizt und somit die Bereitstellung von Wirkleistung auch bei unvorhergesehenen Systementwicklungen nicht eingeschränkt werden.

Blindleistung ist - im Unterschied zur Wirkleistung - kein frei handelbares Produkt, da sie ausschließlich im Rahmen des Transports in Wechselstromsystemen, im Zuge von Übergangsvorgängen bei Schaltungen und bei der Umwandlung in Transformatoren, elektrisch angetriebenen Maschinen und Generatoren auftritt. Damit ist vor allem eine stark lokalisierte Bereitstellung bzw. Kompensation erforderlich. Ein ausschließlich auf Preissignalen aufbauender Handel analog zum „energy only market“ bei Wirkleistung ist deshalb nicht zielführend, im Extremfall führt er sogar zu einer Destabilisierung des Versorgungssystems.

3. Haben Sie technische Bedenken gegenüber einer Modelloption, die in dem Endbericht der Kommission nicht erwähnt werden?

Die für ein Beschaffungsmodell wesentlichen technischen Aspekte der Netzbetreiber im Sinne von netztechnischen Restriktionen finden sich im Wesentlichen im Endbericht wieder, sollen hier aber nochmals herausgestellt werden, da diese Themen im weiteren Prozess zu berücksichtigen sind.

Bei den Modelloptionen, bei denen Blindleistungskapazität oder Blindleistungsabruf auszuschreiben oder über Auktionen zu beschaffen wären, sehen die ÜNB ein hohes Risiko für Marktversagen aufgrund begrenzter Marktteilnehmer im relevanten lokalen Gebiet. In deren Folge könnte es zu Verzögerungen und Einschränkungen bei der Beschaffung sowie zu Gefährdungen der Netz- und Systemsicherheit kommen oder volkswirtschaftlich erhöhte Kosten eintreten. Für einen sicheren und funktionierenden Wirkleistungstransport ist Blindleistung erforderlich. Eine unzureichende bzw. nicht zuverlässige Blindleistungsbereitstellung gefährdet die Netz- und Systemsicherheit und somit die Funktionsfähigkeit des Wirkleistungsmarkts. Es ist nach Auffassung der Netzbetreiber nicht möglich, die Vorhaltung und den Abruf von Blindleistung vollumfänglich marktgestützt zu organisieren, und nicht praktikabel, sie wirtschaftlich bis ins Detail zu optimieren. Effizienzgewinne durch wirtschaftliche Anreize kommen nur dort in Betracht, wo ausreichend alternative Handlungsoptionen bzw. Freiheitsgrade existieren. Ein Anreiz zu dessen Missbrauch durch Marktteilnehmer ist auszuschließen. Auf die Problematik des Marktversagens und den Umgang damit wird im Endbericht nicht eingegangen.

Die sich im Zuge des Umbaus des Energiesystems ändernden netztechnischen Rahmenbedingungen sind zu berücksichtigen, insbesondere die Thematik der Höherauslastung der Netzkomponenten und der notwendige Netzausbau (speziell als Kabel ausgeführt und zusätzliche Transformatoren). Bei der Ausgestaltung eines Beschaffungsmodells sollte auch die Verursachung eines erhöhten Bedarfes sachgerecht betrachtet und verursachergerecht finanziert werden.

Weiter ist zu berücksichtigen, dass die Wirkung der Blindleistung auf die Spannung wesentlich vom R/X-Verhältnis der Netzkomponenten und somit von der betrachteten Spannungsebene abhängig ist. Daraus ergibt sich eine notwendige Differenzierung möglicher Beschaffungsmodelle nach Spannungsebenen.

Der Netzbetreiber ist für die Einhaltung der Spannungsqualität und damit auch für die Koordinierung des Blindleistungsverhaltens der Netznutzer in seinem Netz verantwortlich. Der Abruf von Blindleistung erfolgt koordiniert über den Anschlussnetzbetreiber.

Die Blindleistungskompensation soll systemisch möglichst nur dort stattfinden, wo der Kompensationsbedarf auch besteht, z. B. im Übertragungs- oder Verteilnetz oder direkt bei Verbrauchern. Aus netztechnischer Sicht ist ein Transport von Blindleistung möglichst zu vermeiden, da

- ein Blindleistungstransport bei hoher Netzauslastung die Übertragungsfähigkeit von Netzkomponenten hinsichtlich des Wirkleistungstransportes einschränkt, wobei sich dieser Effekt durch die zunehmende Höherauslastung der Netze (insbesondere im Höchst- und Hochspannungsnetz) noch verstärkt,
- die Spannungswerte an den Netzknoten durch die Wirkung der Blindleistung zusätzlich beeinflusst werden,
- Schutzsysteme erweitert werden müssen und
- zusätzliche Netzverluste entstehen.

Der Blindleistungsaustausch zwischen den Netzbetreibern muss bei einem Beschaffungsmodell angemessen beachtet werden. Im Netzbetrieb ist ein laufender Austausch unumgänglich. Diesen in ein Beschaffungsmodell integrieren zu wollen, kann zu einem unverhältnismäßigen Aufwand bis hin zu gegenläufigen Blindleistungsbedarfen und –flüssen führen. Dies ist zwingend zu vermeiden.

Es muss einen Rahmen geben, der im Netzbetrieb handhabbar und praxistauglich ist – die betriebliche Umsetzung des Wirkleistungsmarkts stellt die Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber bereits jetzt und künftig (Umsetzung Redispatch gemäß dem Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsbaues) vor größte Herausforderungen.

Ein betrieblich handhabbarer Rahmen für die Gewährleistung der Spannungshaltung/ Spannungsstabilität wird geschaffen, wenn jeder Netzbetreiber dafür in seinem Verantwortungsbereich die Verantwortung übernimmt und der Blindleistungsaustausch zwischen Netzen (vertikal wie horizontal) in zulässigen Grenzen gehalten wird. Damit wird sachgerecht auch der räumlich begrenzten Wirkung der Blindleistung für die lokale Spannungshaltung Rechnung getragen.

4. Haben Sie organisatorische oder andere Bedenken gegenüber einer Modelloption, die in dem Endbericht der Kommission nicht erwähnt werden?

Die Modelloptionen 3 und 4 stellen Optionen mit weitreichenden Markteingriffen dar, die nicht nur die Blindleistung betreffen. Insbesondere werden damit ggf. im europäischen Rahmen wettbewerbliche Verzerrungen initiiert und die gegenwärtige Netzentgelt-Systematik in Frage gestellt.

Betrieblich sind große Unterschiede zwischen den Zugriffszeiten im Störfall zu beachten, die den Blindleistungseinsatz stark einschränken können. Es müssen ausreichend viele schnelle Störungsreserven zur Verfügung stehen.

Blindleistungsverhalten außerhalb der bzw. abweichend von den Vorgaben des Netzbetreibers verursachen einen zusätzlichen Blindleistungsbedarf, der verursachergerecht zu verrechnen ist. Es muss gelten:

- Unabhängig von Beschaffungsmodellen und Netzebenen kann Blindleistung nur dann vergütet werden, wenn Sie den Anforderungen des Netzbetreibers entspricht.
- Weicht der Blindleistungsaustausch einer Anlage von den Anforderungen des Netzbetreibers ab, kann der Netzbetreiber angemessene Pönalen erheben.

5. Haben Sie andere Anmerkungen zum Endbericht der Kommission?

Im weiteren Prozess der Entscheidungsfindung für eine für Deutschland volkswirtschaftlich anzustrebende Kombination von Modelloptionen sollten die Netzbetreiber eng und direkt eingebunden werden. Insbesondere sind praxisorientierte und umsetzungsgerechte Vorgehensweisen zu beachten.

Die angesprochenen Themen Kurzfristmarkt oder Auktionen sind aus Sicht der Netzbetreiber abzulehnen, sie stehen im Nutzen nicht im Verhältnis zum prozessualen Aufwand (vgl. Endbericht S. 129, 1. Bullet).

Die Einsatzentscheidung zur Spannungshaltung muss allein beim Netzbetreiber liegen (vgl. Endbericht S. 129, 2. Bullet). Ebenso darf die Wahlmöglichkeit des Netzbetreibers, unter Berücksichtigung des Ordnungsrahmens der ARegV eigene Betriebsmittel einzusetzen und deren spezifischen Eigenschaften (z.B. Verfügbarkeit, Bedarfsnähe, uneingeschränkte Steuer- und ggfs. Regelbarkeit) im Sinne des Bedarfes der Netze und der Kunden technisch-wirtschaftlich optimal zu nutzen, durch ein Beschaffungsmodell nicht eingeschränkt werden.

Bestehende Anschlussbedingungen und bilaterale Verträge zur Blindleistungsbeschaffung müssen nicht auf etwaige neue Regelungen angepasst werden (Bestandsschutz).

Die Aufwendungen für die Beschaffung von Blindleistung müssen sachgerecht im Regulierungsrahmen abgebildet werden. Netzbetreiber unterliegen einer Regulierung mit Effizianzanreizen. Bei der künftigen Abbildung im Regulierungsrahmen sind die Besonderheiten der Blindleistung zu berücksichtigen:

- Der Blindleistungsbedarf ist volatil - sowohl dargebotsabhängig wie auch über den Zusammenhang mit der Wirkleistung bereits marktabhängig. Im Übertragungsnetz wird er zudem auch durch die Netzauslastung in Folge des grenzüberschreitenden Handelsgeschehens (Transite, Ringflüsse, etc.) beeinflusst. Er kann sich somit kurz- wie langfristig stark ändern.
- Blindleistung ist lokal begrenzt, so dass sich kein zentraler überregionaler Markt herausbilden kann. Potenzielle lokale Märkte würden nur eine geringe Teilnehmerzahl umfassen. Damit ist regelmäßiges Marktversagen zu erwarten.

Es besteht die Notwendigkeit, die Investitionen in eigene Kompensationsanlagen als vollständig integrierte Netzbetriebsmittel im Rahmen von Investitionsmaßnahmen gem. ARegV zu berücksichtigen. Damit werden insbesondere die Anforderungen an die Systemstabilität durch transiente und dynamische Eigenschaften von Kompensationsanlagen sowie die Verfügbarkeit beim Netz- und Systemwiederaufbau berücksichtigt. Eine erhöhte Sicherstellung der Verfügbarkeit ist notwendig, um damit insbesondere der Lokalität und damit fehlender potentieller Redundanzen Rechnung zu tragen. Investitionen der Netzbetreiber in Betriebsmittel zur Sicherstellung der Spannungshaltung/Spannungsstabilität müssen nach § 23 ARegV anerkannt werden.

Es muss abhängig vom künftigen Beschaffungs-/Vergütungsmodell der etwaige Beschaffungsaufwand für Blindleistung in der Anreizregulierung abgebildet werden. Aus der aktuellen Diskussionslage sind nach Einschätzung der Netzbetreiber verstärkte Überlegungen zu dnbK notwendig.

Weitergehende konkretisierende Hinweise zu Einzelthemen

Darüber hinaus machen die ÜNB folgende Vorschläge für die Erfüllung der Anforderungen der Strombinnenmarkt-Richtlinie:

I. Bedarfsermittlung für Q-Kapazität

Die Methodik zur Bestimmung des Bedarfs an Q-Kapazität im Übertragungsnetz ist im Rahmen des NEP-Prozesses transparent und einheitlich beschrieben. Durch die Höherauslastung steigt insbesondere auch der Blindleistungsbedarf im AC-Übertragungsnetz überproportional an. Ein hoher Anteil des zusätzlichen Blindleistungsmehrbedarfs wird bereits für die quasistationäre Spannungshaltung benötigt. Hierfür eignen sich i.d.R. mechanisch geschaltete Kondensatorbänke. Insbesondere für die Spannungsstützung bei Kurzschlüssen und nach dem Ausfall von Betriebsmitteln sind Kondensatoren ungeeignet. Einen Beitrag zur Spannungsstabilität (und Spannungsregelung) im Übertragungsnetz wird derzeit im Wesentlichen durch die Synchronmaschinen konventioneller Kraftwerke sichergestellt. Deshalb ist es in Zukunft erforderlich, die wegfallende Blindleistungsbereitstellung durch konventionelle Kraftwerke nicht ausschließlich durch stationäre (automatisch) schaltbare Kompensationsanlagen, sondern vor allem durch regelbare Kompensationsanlagen mit ausreichender Stellreserve zu ersetzen.

Die ÜNB halten es für erforderlich, dass auch zukünftig jeder Netzbetreiber selbst entscheidet, wie er seinen Blindleistungsbedarf deckt (z.B. durch eigene Betriebsmittel, durch Kooperation mit benachbarten oder vor- bzw. nachgelagerten Netzbetreibern oder ob er sich der vertraglichen Blindleistungsbereitstellung durch Erzeugungsanlagen bedient).

II. ÜNB investieren in Kompensationsanlagen im eigenen Netz und sichern die Systemstabilität

Der Bedarf an insbesondere steuerbaren Blindleistungskompensationsanlagen steigt in den kommenden Jahren erheblich.

Die ÜNB ermitteln im Rahmen des NEP-Prozesses den Bedarf regionalbezogen und müssen den Zubau von Kompensationsanlagen im Netz als sogenannte Einzel- oder Punktmaßnahmen ausweisen. Eine netzknotenscharfe Zuordnung ist dabei in der Hinsicht von Bedeutung, dass die Anlagen in die bestehenden Netzanlagen (vorrangig Umspannwerke) eingepasst werden. Damit stehen ortsnah und bedarfsnah überwiegend netzebenenübergreifend Betriebsmittel für die Spannungshaltung, für die Deckung von Blindleistungsbedarfen einzelner Betriebsmittel und für den Blindleistungsaustausch zwischen den Netzebenen zur Verfügung. Im Einzelfall kommen nach Entscheidung durch den Netzbetreiber auch Standorte in Betracht, die von Netzkunden genutzt werden. In diesen Fällen sind marktbasierende bilaterale Vereinbarungen für die Errichtung und den Betrieb von Kompensationsanlagen abzuschließen.

Die Nutzung eigener Netzkomponenten und die marktliche Beschaffung ergänzen sich:

- Bedarfsermittlung von Blindleistung an einem Standort / einer Netzregion:
 - Statisch / Regelbar
 - benötigtes Sicherheitslevel (Redundanzanforderungen, Schwarzfallfestigkeit, etc.)
- Umfeldanalyse zu bereitstehender bzw. erweiterbarer Blindleistung
 - Vorhandene, neue blindleistungsfähige und ggf. erweiterbare Kundenanlagen
 - Verteilnetzpoteziale und deren Verfügbarkeit/Nutzbarkeit
 - Netztopologie

- Verantwortliche Entscheidung zur Beschaffung und zum Einsatz durch den regulierten Netzbetreiber unter Berücksichtigung von EnWG § 1 „Zweck des Gesetzes ist eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht.“

Blindleistungskompensationsanlagen werden ausschließlich zur Wahrung der Spannungsstabilität betrieben. Sie fallen unseres Erachtens nach unter die in der Directive (EU) 2019/9441 §2 Abs. 51 beschriebenen „Vollständig Integrierte Netzkomponenten“ (full integrated network components – FINCS). Die in § 40 Abs. 4 genannte Verpflichtung zur Beschaffung auf Basis transparenter, diskriminierungsfreier und marktgestützter Verfahren gilt nach § 40 Abs. 7 für „Vollständig Integrierte Netzkomponenten“ (FINCS) nicht.

III. Austausch von Blindleistung mit Verteilernetzen

Dies beinhaltet auch einen immer stärkeren Beitrag jedes Netzbetreibers zum Ausgleich des Blindleistungshaushaltes in seinem eigenen Netz.

Im Allgemeinen können heute die möglichen Blindleistungsquellen in den Verteilnetzen nicht verlässlich zu jedem Zeitpunkt das jeweilige Verteilnetz kompensieren. Für diese Zeiträume ist die zusätzliche Blindleistungskompensation durch ausreichend vorhandene Blindleistungsquellen im vorgelagerten Netz und letztlich im Übertragungsnetz notwendig.

Der Basisbedarf im Übertragungsnetz steigt durch wegfallende Möglichkeiten der Blindleistungskompensation mit konventionellen Kraftwerken und insbesondere durch die angestrebte Höherauslastung der Übertragungsnetze.

Wie bereits in dem Beitrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zum Diskussionspapier der Bundesnetzagentur „Blindleistungsbereitstellung für den Netzbetrieb“ beschrieben, wird in Zeiten geringer Belastung von Netzbetriebsmitteln der Austausch von Blindleistung zwischen den Netzebenen unterstützt.

Aktuelles Vorgehen: Q-Austausch zwischen ÜNB und VNB

Die aktuelle Vorgehensweise zum Q-Austausch zwischen ÜNB und VNB ist in VDE AR 4141, Punkt 6.2 dargelegt:

Zwischen VNB und ÜNB werden je Netzgruppe Blindleistungsbereiche für den möglichen freien Q-Austausch definiert. Diese dürfen nicht größer sein als 48 % des maximalen Wirkleistungsaustausch-Betrages. Dies bedeutet, dass der ÜNB in diesem Bereich die Kompensation für die ausgetauschte Blindleistung für den VNB übernimmt. Sollte der VNB über verlässliche Kompensationsmöglichkeiten in seinem eigenen Netz verfügen, kann der vereinbarte Rahmen zum Blindleistungsaustausch entsprechend reduziert werden.

Zum Endbericht Ziffer 5.2.2: Abrechnungsfreier Q-Austausch zwischen Netzbetreibern

Im Endbericht in Ziffer 5.2.2 wird beschrieben, dass in der Schweiz eine Abrechnung des Q-Austausches zwischen ÜNB und VNB erfolgen kann. Dies würde in ca. 10 bis 15% der Fälle so gehandhabt. Ebenso wird beschrieben, dass dies auch darin geschuldet sein könnte, dass die Netzbetreiber in der Schweiz nicht den

EU-Vorgaben zum Unbundling unterlägen und daher Netz, Erzeugung und Vertrieb nicht getrennt sein müssten.

Aus Sicht der deutschen ÜNB muss der Q-Austausch zwischen Netzbetreibern in Analogie zu den Grundprinzipien (Unbundling) des Wirkleistungsmarktes ebenfalls ohne Entgelt erfolgen. So findet der Handel von Wirkleistung unabhängig von den Netzbetreibern statt. Die Netzbetreiber fungieren lediglich als Durchleitungsmedium („Kupferplatte“) für die zwischen den Marktakteuren gehandelte Wirkleistung. Für die Gesamtheit ihrer Aufwendungen (für das Endergebnis der durchgeleiteten Wirkleistung) erhalten die Netzbetreiber regulierte Netznutzungsentgelte. Diese werden anhand von Erlösobergrenzen festgelegt und diese Erlösobergrenzen werden dann über ermittelte Netznutzungspreise auf die Netzkunden (auch auf die angeschlossenen Verteilnetzbetreiber) umgelegt. Eine Verrechnung von gehandelter Wirkleistung bzw. gehandelter Strommengen von Netzbetreiber zu Netzbetreiber findet nicht statt. Eine Verrechnung von Q-Austausch (Blindleistung) zwischen den Netzebenen findet in Analogie dazu ebenfalls nicht statt.

Zwischen ÜNB und VNB abgestimmtes aktives Blindleistungsmanagement (siehe VDE AR 4141 Ziffer 8.3.4)

Ein zwischen ÜNB und VNB betriebenes aktives Blindleistungsmanagement hat direkten Einfluss auf die Betriebsspannung in den jeweiligen Netzen. Diese Betriebsspannung wird begrenzt durch die jeweiligen Sollspannungsbänder in den Netzen. Besonders in Betriebsszenarien mit hohem Erzeugungsüberschuss in den Verteilnetzen und großem überregionalen Transportbedarf im Übertragungsnetz können die zeitgleichen Blindleistungsanforderungen der statischen Spannungshaltung in Verteilnetzen und im Übertragungsnetz konträr zueinander laufen. In diesem Fall ist eine Abstimmung zwischen ÜNB und VNB erforderlich. Wiederum kann die aktive Spannungsregelung über die Regelung der Netzkuppeltransformator-Stufensteller die Möglichkeiten des VNB zur Bereitstellung regelbarer Blindleistung erhöhen. Hierbei hat die Systemsicherheit oberste Priorität und die betrieblichen Belange von VNB und ÜNB sind gleichermaßen zu berücksichtigen.

Zum Endbericht Ziffer 6.6: Beschaffung von Blindleistung bei in benachbarten Netzen angeschlossenen Anlagen

In Ziffer 6.6 des Endberichtes werden drei mögliche Grundformen der zukünftigen Koordination zur Beschaffung von Blindleistung in benachbarten Netzen beschrieben:

1. Verhandlungsbasierte Koordination

Im Endbericht wird dieser Ansatz zutreffend als effizienter und sicherer Ansatz zur netzbetreiber-übergreifenden Koordination des Blindleistungseinsatzes beschrieben. Ausgehend davon können die Prozesse hin zu einem optimierten, netzbetreiber-übergreifenden Blindleistungsmanagement modular und schrittweise umgesetzt werden. Die Aufrechterhaltung der Netz- und Systemsicherheit ist dabei zu jedem Zeitpunkt des Transformationsprozesses sichergestellt.

Der Vorschlag für die monetäre Verrechnung dieser gemeinsamen Optimierungsmaßnahmen zwischen den Netzbetreibern läuft jedoch ins Leere. So stammt das angeführte Beispiel zur Verrechnung von aus dem Engpassmanagement entstandenen Kosten zwischen den Netzbetreibern gerade nicht aus dem Themenbereich des freien Marktumfeldes. Um ihre Verantwortung für die Netz- und Systemsicherheit wahrnehmen zu können erhalten Netzbetreiber nach EnWG § 13 und § 14 die Möglichkeit in den Markt gezielt einzugreifen – darunter auch das Werkzeug des Engpassmanagements. Auf Basis eines nach den Grundzügen des durch die EU vorgegebenen Unbundling funktionierenden Marktes darf gerade keine

Verrechnung des Blindleistungsaustausches zwischen Netzbetreibern erfolgen. Weiterhin ist zu bezweifeln ob ein umsetzbares monetäres Anreizsystem zur Optimierung des Blindleistungsaustausches zwischen den Netzbetreibern derart gefunden werden könnte, so dass dadurch all die komplexen Abhängigkeiten (Blindleistung, Spannung, Netztopologie, Netzauslastungen, Netzverluste, ...) zu einem insgesamt optimalen technischen und wirtschaftlichen Zustand geführt werden können.

2. Vergütungs-basierte Koordination

Wie im vorgenannten Punkt zu der Frage von gegenseitigen Vergütungen bereits beschrieben, entspricht der vergütungs-basierte Q-Austausch zwischen ÜNB und VNB nicht den Grundsätzen des durch die EU vorgegebenen Prinzip des Unbundling sowie auch nicht den Prinzipien des freien Marktes. Durch einen zu jedem Zeitpunkt gewährleisteten sicheren Netz- und Systembetrieb bieten die Netzbetreiber die Grundlage für einen freien und effizienten Strommarkt. Die Etablierung eines monetären Anreizsystems zur Optimierung des eigenen Netzzustandes möglicherweise zu Lasten eines benachbarten Netzes läuft den Grundsätzen des sicheren Netz- und Systembetriebes entgegen und ist daher abzulehnen. Das effiziente und sichere Handeln der in einer natürlichen Monopolstellung agierenden Netzbetreiber wird durch den jeweiligen nationalen und europäischen Regulierungsrahmen sichergestellt.

3. Freier Netzzugang für Blindleistungsquellen

Die Möglichkeit für Blindleistungsquellen, ihre Potentiale auch anderen Netzbetreibern als ihrem eigenen Anschlussnetzbetreiber anzubieten ist grundsätzlich zu begrüßen. Wie im Endbericht beschrieben bedarf es dabei einem erhöhten Abstimmungsaufwand zwischen dem abrufenden Netzbetreiber sowie mindestens dem Anschlussnetzbetreiber. Darüber hinaus muss sichergestellt sein, dass eine Blindleistungsbereitstellung über das oder weitere zwischenliegende Netze nicht zu Spannungsproblemen in diesen Netzen führt, da die Wirkung der Blindleistung immer sofort lokal am Erbringungsort eintritt. Dieser Abstimmungsaufwand potenziert sich in Komplexität und Umfang je weiter entfernt die potentielle Blindleistungsquelle im Netz des anderen Netzbetreibers liegt. Erzeugungsanlagen (z.B. Windparks), die 110-kV-seitig nah an gemeinsamen Netzknoten des Übertragungs- und Verteilnetzes angeschlossen sind, könnten allerdings durchaus für Blindleistungsbeiträge für das Übertragungsnetz in Frage kommen.

IV. Verdeutlichung der Systemverantwortung der ÜNB

Die Ausregelung des Blindleistungshaushaltes ist ein wesentliches Instrument, welches den ÜNB zur Verfügung steht, um die Spannungshaltung/ -stabilität sicherzustellen. Aus Sicht der ÜNB ist diese Verantwortung, die Sicherheit des Netz- und Systembetriebes zu gewährleisten und einen reibungslosen operativen Betrieb des Netzes sicherzustellen, im Endbericht der Kommission nicht vollumfänglich berücksichtigt. Nachfolgend sind einige Beispiele aufgeführt:

Zum Endbericht Ziffer 6.3.2: Q-Kapazität Netzausbauplanung durch Netzbetreiber

S.93: „Netzbetreiber werden nutzerseitige Angebote nur dann in Betracht ziehen, wenn diese insgesamt – d. h. unter Berücksichtigung von Kosten, Verfügbarkeits- und sonstigen Eigenschaften sowie der Auswirkungen der Anreizregulierung – für sie vorteilhafter sind als die netzseitig realisierbaren Lösungen.“

Der Entscheidungsprozess der ÜNB zwischen nutzer- und netzbetreiberseitigen Lösungen zur Q-Kapazität wird hier nicht vollständig dargestellt. Ein wichtiger Aspekt beim Entscheidungsprozess der ÜNB ist die Fragestellung der Systemsicherheit. Nach §11 Abs. 1 EnWG ist es die Aufgabe der ÜNB den Betrieb eines

sicheren, zuverlässigen & leistungsfähigen Energieversorgungsnetzes sicherzustellen. Mit dieser Verantwortung geht auch Kompetenz einher zu entscheiden, welche Q-Kapazitäten unter diesem Punkt am dienlichsten sind sowie im Fall eines Blackouts einen schnellen Netzwiederaufbau zu gewährleisten. Daher benötigen ÜNB einen direkten und schwarzfallfesten Zugriff auf eigene Kompensationsmittel an der passenden Örtlichkeit im eigenen Netz. Diese Kompensationsmittel können dem kapazitiven Verhalten des Netzes im Schwarzfall entgegenwirken und stellen somit sicher, dass das Übertragungsnetz das Starten der Kraftwerke im Schwarzfall nicht verhindert.

Zum Endbericht Ziffer 6.3.5: Q-Einsatz Einsatzentscheidung durch Netzbetreiber

S. 99: „Bei der Auswahl der einzusetzenden Blindleistungsquellen sollen Netzbetreiber auch die technische Wirksamkeit der Quelle hinsichtlich der zu lösenden Spannungshaltungsprobleme berücksichtigen.“

Die Forderung, dass Netzbetreiber unter Berücksichtigung der technischen Wirksamkeit den wirtschaftlich effizientesten Einsatz von Blindleistungsquellen ermitteln und anweisen, setzt voraus, dass online eine multikriterielle Spannungsblindleistungsoptimierung durchgeführt wird. Dazu müssen unter anderem folgende Daten vorhanden zur Verfügung stehen:

- detaillierte Abbildung des Netzgebietes mit vorhandenen Blindleistungsquellen, inkl. der unterlagerten Netzen
- aktuelle Netzberechnungsdaten (Messwerte, Topologie-Informationen, ...)
- genaue, ggf. kurzfristig veränderte Abrufpreise der Blindleistungsquellen

Für die Bewertung der Effizienz des Modells muss daher auch der hohe Aufwand für die Datenversorgung und -verarbeitung sowie die Pflege der Netzberechnungsdaten berücksichtigt werden.

Zum Endbericht Ziffer 6.3.5: Q-Einsatz Einsatzentscheidung durch Netzbetreiber – fahrplanbasierte Auktionen

Neben den durch die Kommission genannten Herausforderungen, wie die Berücksichtigung der örtlichen Wirksamkeit in Auktionen und die Ausübung von Marktmacht, ist außerdem folgender Aspekt bei einer fahrplanbasierten Auktion zu berücksichtigen:

Für die sinnvolle Definition von Blindleistungsprodukten ist eine Offenlegung von zahlreichen Informationen notwendig. Dadurch würden zahlreiche Akteure detaillierte Informationen zu Spannungsproblemen im gesamten Netzgebiet erhalten. Da bisher nur einzelne Industriekunden und Kraftwerke über lokale Informationen verfügen, wäre in jedem Fall zu berücksichtigen, in wie weit die zusätzlichen Kenntnisse missbraucht werden könnten.

Zusätzlich ist bei der Betrachtung von fahrplanbasierten Auktionen die grundsätzliche Verzögerung zwischen Q-Bedarf und Q-Einsatz eine weitere Herausforderung. Abhängig von der lokalen Liquidität ergeben sich unterschiedliche relevante Preissignale. Der Prozess der Preisfindung zwischen wirtschaftlich optimalem Handeln, welches eine Verpflichtung des ÜNB darstellen würde, und relevanten Preissignalen erfordert eine zeitliche Umsetzungsdauer. Die ÜNB sind jedoch auf einen kurzfristigen, sicheren und zuverlässigen Zugriff (unterhalb möglicher Vermarktungszeiten von 5 Minuten) auf relevante lokale Blindleistungsreserven angewiesen, um bspw. auf Spannungseinbrüche zu reagieren. Daher wirkt die grundsätzliche Verzögerung der Netz- und Systemstabilität entgegen.