

# **Blindleistungserbringung im zukünftigen bundesdeutschen Stromsystem: Technische Alternativen und energiewirtschaftliche Umsetzungsmöglichkeiten<sup>1</sup>**

**Johannes Kochems**

IZES gGmbH, Altenkesseler Str. 17, Geb. A1, D-66115 Saarbrücken, +49 681 9762-865, [kochems@izes.de](mailto:kochems@izes.de), <http://www.izes.de>

**Kurzfassung:** Durch die fortschreitende Verdrängung konventioneller Erzeuger zu Zeiten eines hohen regenerativen Dargebots werden zur Spannungshaltung in Übertragungs- und Verteilnetzen zukünftig Alternativen zur kraftwerksunabhängigen Blindleistungsbereitstellung benötigt. Das Ziel der Arbeit war es, Kernfragen zur zukünftigen Blindleistungserbringung aus technischer sowie energiewirtschaftlicher Sicht aufzuzeigen und Antwortansätze zu liefern. Es wurde untersucht, wie sich die Blindleistungsbedarfe zukünftig verändern, welche technischen Alternativen die Beiträge konventioneller Kraftwerke substituieren können, wie eine sinnvolle Aufteilung der Verantwortlichkeiten zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern ausgestaltet sein könnte sowie welches Spektrum an ökonomischen Mechanismen zur Abgeltung von Blindleistungsbeiträgen zur Verfügung steht. Abgestellt wurde hierbei auf einen Betrachtungshorizont nach 2020.

**Keywords:** Blindleistung, Systemdienstleistungen, Energietechnik, Energiewirtschaft

## **1 Zielsetzung, Hintergrund und Strukturierung der Arbeit**

### **1.1 Zielsetzung und zentrale Fragestellungen**

Das Ziel der Arbeit war es, Kernfragen zur zukünftigen Blindleistungserbringung aus technischer sowie energiewirtschaftlicher Sicht aufzuzeigen und Antwortansätze zu liefern. Im Wesentlichen sollte untersucht werden, wie sich die Blindleistungsbedarfe zukünftig insgesamt qualitativ verändern, welche technischen Alternativen die Beiträge konventioneller Kraftwerke substituieren können und wie sich eine sinnvolle Aufteilung der Verantwortlichkeiten zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern ausgestalten ließe. Besondere Schwerpunkte lagen

---

<sup>1</sup> Die hier behandelte Fragestellung, die im Rahmen einer Masterarbeit des Autors im Fachbereich Wirtschaftsingenieurwesen an der Hochschule für Technik und Wirtschaft des Saarlandes vertieft wurde, fließt in die Ergebnisse der IZES gGmbH des Forschungsprojekts „SymbioSe“ (gefördert vom deutschen Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, unter Koordination des Fraunhofer IWES) ein. Hierin analysiert die IZES gGmbH u.a. die aktuellen Beschaffungs- und Abgeltungsmechanismen der Systemdienstleistungen Frequenzhaltung, Spannungshaltung, System- bzw. Betriebsführung sowie Versorgungswiederaufbau im Kontext der Systemtransformation.

auf einer Betrachtung und generellen Einschätzung des Blindleistungspotenzials der Verteilnetzebene sowie auf der Bewertung des Spektrums an ökonomischen Mechanismen, welches zur Abgeltung von Blindleistungsbeiträgen zur Verfügung steht. Abgestellt wurde in der Arbeit auf einen Betrachtungshorizont nach 2020. Betrachtet wurde ausschließlich der Normalbetrieb des Netzes, Netzfehlerfälle waren nicht Gegenstand der Arbeit.

## **1.2 Einordnung der Thematik**

Das bundesdeutsche Stromsystem befindet sich derzeit in einer Transformationsphase, welche die Entwicklung weg von einem durch zentral gelegene konventionelle Großkraftwerke geprägten hin zu einem Erzeugungssystem umfasst, in dem die fluktuierenden erneuerbaren Energien Windenergie und Photovoltaik mit dezentralem Charakter das Zentrum der zukünftigen Stromversorgung bilden werden (IZES 2012, S. 13). Die fortschreitende Verdrängung konventioneller Erzeuger zu Zeiten eines hohen regenerativen Dargebots erfordert zukünftig Alternativen zur kraftwerksunabhängigen Bereitstellung der für einen stabilen Netz- bzw. Systembetrieb erforderlichen Systemdienstleistungen. Hierzu zählt die Spannungshaltung, die durch ausreichende und lokale Blindleistungsbeiträge zu gewährleisten ist. Derzeit stellen konventionelle Kraftwerke neben Blindleistungskompensationsanlagen die „klassischen“ Erbringer der benötigten Blindleistung dar, wodurch ein netztechnischer Must-Run aus fossilen Kraftwerken mit deren spezifischen Mindestleistungen und Gradienten impliziert wird, der situationsabhängig zwischen 4,5 und 20 GW Wirkleistungseinspeisung betragen kann (FGH et al. 2012, S. 22). Ein derart hoher netztechnischer Must-Run würde zukünftig zu einem hohen Maß an Abregelungen der Erzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien führen, weshalb es geboten ist, den netztechnischen Must-Run konventioneller Kraftwerke zur Erreichung energie- und klimapolitischer Zielsetzungen auf ein Mindestmaß zu reduzieren. Zu diesem Zweck sind zukünftig alternative technische Optionen zur Blindleistungsbereitstellung zu erschließen.

## **1.3 Status quo der Blindleistungserbringung in Deutschland**

Im heutigen Stromsystem wird die zur Spannungshaltung und zum Ausgleich der Blindleistungsbilanz erforderliche Blindleistung in einem zentralisierten System zum überwiegenden Teil durch an das Übertragungsnetz angeschlossene konventionelle Kraftwerke erbracht. Die prinzipiell mögliche Nutzung eines Blindleistungsbeitrages von dezentralen erneuerbaren Energien-Erzeugungsanlagen aus dem Verteilnetz für die Deckung des Bedarfs des vorgelagerten Übertragungsnetzes stellt derzeit, insbesondere in der Mittel- und Niederspannung, noch keine übliche Betriebspraxis dar (vgl. z. B. IWES et al. 2014, S. 171). Vielmehr konnten Verteilnetzbetreiber bislang ihren Blindleistungsbedarf in unterschiedlich starker Ausprägung aus dem Übertragungsnetz decken (50 Hertz et al. 2014, S. 16). Der maximale Blindleistungsaustausch zwischen Verteilnetz- und Übertragungsnetz ist Gegenstand bilateraler Vereinbarungen zwischen den Netzbetreibern. Neben konventionellen Kraftwerken existieren im Übertragungsnetz von den Übertragungsnetzbetreibern betriebene Kompensationsanlagen, die dem Zweck der Blindleistungsbereitstellung bzw. des Ausgleichs des Blindleistungshaushalts dienen. Auch rotierende Phasenschieber und „Flexible Alternating Current Transmission Systems“ (FACTS) finden vereinzelt Anwendung.

Die Beschaffung von Blindleistung fällt somit vorrangig in den Zuständigkeitsbereich des jeweiligen Übertragungsnetzbetreibers, der nach gültigem Regelwerk eine ausgeglichene Blindleistungsbilanz in seinem Netz verantwortet (VDN 2007, S. 54). Dieser trifft mit den Erbringern bilaterale Vereinbarungen über Umfang und Vergütung der zu erbringenden Blindleistung auf Basis der im TransmissionCode definierten Mindestanforderungen (vgl. zu diesen VDN 2007, S. 28ff.). So spezifiziert der Übertragungsnetzbetreiber Amprion im mit dem Erzeuger geschlossenen Netzanschlussvertrag die hinsichtlich der Blindleistungsabgabe an die Erzeuger gestellten Anforderungen (Amprion 2009, S. 13). Die Vergütung für die bereitgestellte Blindarbeit wird von Amprion im Anschlussnutzungs- und Netznutzungsvertrag geregelt und bemisst sich für die Lieferung induktiver Blindarbeit nach den Preisen des EEX-Baseload Jahresfutures (Amprion 2012, Anlage <C>). Kapazitive Blindarbeit wird nicht vergütet (Amprion 2012, S. 14). Selbiges gilt für das Vorhalten von Blindleistung, d. h. die Wahrung der Einsatzfähigkeit eines Kraftwerks. Die sich ergebenden Vergütungshöhen für Blindleistungsbeiträge aus konventionellen Kraftwerken stellen im Wesentlichen eine Kompensation der entstehenden Aufwendungen dar und liegen in einer Größenordnung von unter einem Prozent des durchschnittlichen Preises für den EEX-Baseload Jahresfuture des jeweiligen Jahres. Die saldierten Kosten für die Blindleistungsbeschaffung aller deutschen Übertragungsnetzbetreiber lagen in der Vergangenheit zwischen etwa 30 und 70 Millionen Euro pro Jahr und hatten damit – bedingt durch die Möglichkeit, auf ausreichend „klassische“ Blindleistungserbringer zurückgreifen zu können – nur einen geringen Anteil an den gesamten Kosten der Systemdienstleistungen. Infolge der erforderlichen Investitionen in alternative Technologien zur Blindleistungserbringung dürfte mit steigenden Kosten zu rechnen sein.

#### **1.4 Strukturierung der Forschungsarbeit und methodische Vorgehensweise**

Nach einer Einbettung des Themas Blindleistung in den Komplex der Systemdienstleistungen werden der Status quo heutiger Beschaffungs- und Abgeltungskonzepte und die erzeugungsseitigen Veränderungen innerhalb des Transformationsprozesses im bundesdeutschen Stromsystem beschrieben. An eine auf Studienergebnissen basierende Darstellung prognostizierter zukünftiger Blindleistungsbedarfe schließt sich ein Überblick über technologische Optionen an, die zur zukünftigen Blindleistungsbereitstellung infrage kommen. Ein Schwerpunkt liegt auf der Betrachtung des Blindleistungspotenzials aus Wechselrichtern der in der Verteilnetzebene angeschlossenen dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) hinsichtlich der Gewährleistung eines blindleistungsneutralen Betriebs des Verteilnetzes sowie einer Bereitstellung von Blindleistung für das Übertragungsnetz. Es werden ferner regulatorische Anpassungsbedarfe andiskutiert, die vor dem Hintergrund kurz umrissener europäischer Harmonisierungsbestrebungen (ENTSO-E Network Codes) zu sehen sind.

In einer Diskussion von Modellansätzen werden konzeptionelle Beschaffungsansätze für Blindleistungsbeiträge beleuchtet. Hierbei werden zunächst die wesentlichen Grundzüge dreier Ansätze beschrieben, bevor sich eine Bewertung dieser Ansätze anhand eines im Rahmen dieser Arbeit entwickelten ökonomischen Kriterienkatalogs anschließt, welcher sechs Kriterien umfasst. Als Kriterien dienen

- die gesicherte Deckung des Blindleistungsbedarfes,
- die Praktikabilität bzw. Umsetzbarkeit des Vorschlags,
- die entstehenden Kosten der Bedarfsdeckung,

- die Akzeptanz und Anwendbarkeit des Vorschlags für die Bundesrepublik Deutschland,
- die Transparenz der Regelungen sowie
- die Liberalisierungs- und EU-Konformität.

Den Abschluss der Arbeit bildet eine Diskussion von alternativen ökonomischen Mechanismen zur Abgeltung von Blindleistungsbeiträgen, in der Vor- und Nachteile sowie Hemmnisse unterschiedlicher Abgeltungsmechanismen benannt werden.

## **2 Zentrale Ergebnisse**

### **2.1 Zukünftiger Blindleistungsbedarf**

Durch höhere Leistungsflüsse über größere Distanzen, fortschreitenden Netzausbau, erhöhten Verkabelungsgrad sowie zunehmende Einspeisungen auf niedrigen Spannungsebenen ist zukünftig ein insgesamt größerer Blindleistungsbedarf als im aktuellen System zu erwarten. Ferner ist mit einer erhöhten Volatilität der Blindleistungsflüsse (50 Hertz et al. 2014, S. 16) sowie stärkeren Spreizungen zwischen maximalem kapazitivem und induktivem Blindleistungsbedarf (INA und FENES 2013, S. 17) zu rechnen.

### **2.2 Blindleistungstechnologien**

Aus technischer Sicht ist die zukünftige Bereitstellung von Blindleistung ein zu bewältigendes Problem: Neben konventionellen Kraftwerken und Blindleistungskompensationsanlagen als den „klassischen“ Erbringern existiert eine Reihe von technischen Lösungen, die zur Deckung des Blindleistungsbedarfs in einem sich verändernden Stromsystem herangezogen werden und damit zur Reduktion des konventionellen Must-Run-Sockels beitragen können. Die betrachteten Lösungen unterscheiden sich hinsichtlich ihrer technischen Charakteristika, ihrer Kostenstruktur sowie möglichen weiteren Anwendungsfällen.

Nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick über die in der Arbeit betrachteten Technologien. Der spannungsbedingte Redispatch, bei welchem marktbasierend stillstehende Kraftwerke zum Einsatz kommen, wurde der Vollständigkeit halber aufgenommen. Im Regelfall wird durch diesen zwar ein konventioneller Must-Run impliziert, da auf regelbare fossile Kraftwerkskapazitäten zurückgegriffen wird, in Einzelfällen und bei geringen Aktivierungshäufigkeiten kann dies jedoch günstiger sein, als die Errichtung zusätzlicher Infrastruktur zur Blindleistungsbereitstellung (vgl. hierzu dena 2014, S. 144f.).

Die Auswahl der einzusetzenden Technologien stellt letztlich eine wirtschaftliche Optimierungsaufgabe dar. Hierbei sind Synergien nutzbar, da solche Anlagen eingesetzt werden können, die zusätzlich zur Blindleistungslieferung auch andere Aufgaben übernehmen, wie Wirkleistungsbereitstellung (z. B. HGÜ-Konverter oder Wechselrichter dezentraler Erzeugungsanlagen) oder die Erbringung weiterer Systemdienstleistungen (z. B. FACTS oder rotierende Phasenschieber). Teilweise sind die genannten technischen Anlagen ohnehin vorhanden bzw. geplant (z. B. DEA-Wechselrichter oder HGÜ-Konverter), sodass auch deren Blindleistungspotenzial zur Verfügung steht. Diese Aspekte sollten in die Gesamtkostenbewertung einfließen. Eine Monetarisierung der zusätzlichen Nutzungsmöglichkeiten der Technologien dürfte sich hierbei als Herausforderung erweisen.

Die Auswahl der Optionen sollte dem jeweiligen Verteil- bzw. Übertragungsnetzbetreiber obliegen, wobei eine netzebenenübergreifende Koordination der Planungen, insbesondere in Bezug auf die Schnittstelle zwischen Übertragungs- und Verteilnetz anzustreben ist.

Tabelle 1: Überblick über die betrachteten Technologieoptionen zur Blindleistungsbereitstellung

Technologie	Eigenschaften		
	Regelbarkeit	Kosten(struktur)	Weitere mögliche Systemdienstleistungen
<b>Kompensationsanlagen</b>	in Stufen	Investitionskosten: Drosselspule ca. 4 Mio. €/100 Mvar (inkl. Schaltfeld (SF)); Kondensator ca. 3,3 Mio. €/100 Mvar (inkl. SF); Nutzung: jeweils 35 Jahre; MSCDN: ca. 10-15 €/kvar**; Betrieb: 2 % Invest p.a. (dena 2014, S. 141)	keine
<b>FACTS</b>	stufenlos	Investitionskosten: Hohe Investitionskosten; technologieabhängig; SVC**: ca. 40 €/kvar für Regelbereich (RB) um 400 Mvar; ca. 30 €/kvar für RB > 400 Mvar	Betriebsführung (Engpassmanagement)
<b>DEA-Wechselrichter</b>	stufenlos	Investitionskosten: Nur dann, wenn größere Dimensionierung des Wechselrichters vorgesehen; ansonsten in Anlagenkosten enthalten; Nutzung: 20 Jahre	keine
<b>Phasenschieber</b>	stufenlos	Investitionskosten: ca. 7 Mio. € bei Umrüstung Kraftwerksgenerator (Biblis A); Nutzung: 30 Jahre; hohe Betriebskosten: 3,5 % Invest p.a. (dena 2014, S. 141)	Frequenzhaltung (Momentanreserve)
<b>HGÜ-Konverter</b>	stufenlos	Investitionskosten: Nur dann, wenn abweichende Dimensionierung des Wechselrichters vorgesehen; ansonsten in Anlagenkosten enthalten	Betriebsführung (Engpassmanagement)
<b>Batteriespeicher (Lithium-Ionen-Batterie; Leistung im MW-Bereich)</b>	stufenlos	Investitionskosten: ca. 400-600 €/kWh (VDE 2015, S. 90); Nutzung: ca. 15 Jahre (ebd., S. 158) abhängig von Entladetiefe und Zyklenzahl	Frequenzhaltung (Primärregelleistung); Versorgungswiederaufbau (Schwarzstartfähigkeit); Betriebsführung (Engpassmanagement)
<b>spannungsbedingter Redispatch</b>	stufenlos innerhalb technischer Randbedingungen	keine Investition erforderlich, da marktbasierend stillstehende Kraftwerke eingesetzt werden; Grenzkosten (Basis für Entschädigung): 50 bis 180 €/ (1 MW * 1 h) (dena 2014, S. 141)	Betriebsführung (Wechselwirkungen mit strombedingtem Redispatch)

\*\* Auskunft erteilt durch die Siemens AG, Energy Management Division, im Juli 2015

### 2.3 Blindleistungspotenzial der Verteilnetzebene

Zur Bewertung des Blindleistungspotenzials der Verteilnetzebene ist eine differenzierte Betrachtung anzustellen. In Anlehnung an eine vom Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN) vorgenommene Einteilung werden die folgenden Anwendungsfälle der Blindleistungserbringung im Normalbetrieb des Netzes unterschieden (vgl. zu diesen FNN 2014, S. 23): Blindleistung, die der Spannungshaltung im eigenen Netz dient, Blindleistung

zum Ausgleich der Blindleistungsbilanz des eigenen Netzes sowie Blindleistungserbringung für vorgelagerte Netze zum Ausgleich von deren Blindleistungsbilanzen.

Die Eignung einer dezentralen regenerativen Erzeugungsanlage zur Spannungshaltung bzw. zum Ausgleich der Blindleistungsbilanz des eigenen oder vorgelagerten Netzes hängt maßgeblich von deren Anschlusspunkt im Netz ab: Anlagen, die sich in elektrischer Nähe eines Umspannwerkes befinden, eignen sich besonders für den Ausgleich der Blindleistungsbilanz, wohingegen Anlagen mit großer elektrischer Distanz zum Umspannwerk (z. B. am Ende eines Netzstranges) einen großen Effekt bei der Spannungshaltung ausüben können (INA und FENES 2013, S. 39). Aus diesem Grund empfiehlt das FNN, im Mittel- und Hochspannungsnetz Anlagen, die unmittelbar an die Sammelschiene eines Umspannwerkes angeschlossen sind oder eine geringe elektrische Distanz zum Umspannwerk aufweisen, zum Ausgleich der Blindleistungsbilanz heranzuziehen, während Anlagen, welche weiter entfernt sind, zur Spannungsregelung eingesetzt werden sollten (FNN 2014, S. 55ff.).

Das Blindleistungsbereitstellungspotenzial eines Verteilnetzes für das Übertragungsnetz ist von der Durchdringung mit DEA sowie der jeweiligen Belastungssituation abhängig, weshalb eine Einzelfallbetrachtung der Schnittstelle zwischen Übertragungs- und Verteilnetzes vonnöten ist. Für Hochspannungs-Netzregionen mit einer sehr hohen DEA-Durchdringung kann Blindleistung nicht gesichert für die vorgelagerten Netzebenen zur Verfügung gestellt werden (vgl. hierzu die Analysen in dena 2014, S. 127ff.). Dies gilt insbesondere für Netzbelastungsfälle mit hoher DEA-Einspeisung. Für diese Netzregionen sind deshalb technische Alternativen vonnöten, die gesichert Blindleistung bereitstellen können. Wegen der heterogenen Verteilung dezentraler regenerativer Erzeugungsanlagen existieren ferner Netzgebiete, in denen nicht auf ein ausreichendes DEA-Potenzial zur Blindleistungsbereitstellung zurückgegriffen werden kann und daher ebenfalls technische Alternativen zur Blindleistungsbereitstellung erforderlich sind. Es steht jeweils das zuvor benannte Spektrum technischer Optionen zur Verfügung.

Grundsätzlich erscheint es sinnvoll, einen verstärkten Beitrag der oberen Spannungsebenen des Verteilnetzes zum Ausgleich der Blindleistungsbilanz des Übertragungsnetzes zu fordern. Das Potenzial, gesicherte Blindleistungsbeiträge aus den Wechselrichtern dezentraler Erzeugungsanlagen für den Bilanzausgleich des Übertragungsnetzes bereitzustellen ist aktuell sowie zukünftig zwar nicht in allen Netzregionen gegeben, es existieren dennoch ungesicherte sowie – je nach Netzregion – gesicherte Potenziale. Diese Potenziale können erschlossen werden, sofern die technischen Voraussetzungen erfüllt und regulatorische Anpassungen vorgenommen werden.

Für die übergeordnete Koordination und den Ausgleich der Blindleistungsbilanz sollte aufgrund der beschriebenen technischen Komplexität (große Anzahl an Verteilnetzbetreibern mit unterschiedlichen DEA-Durchdringungen und abweichenden, zeitlich veränderlichen Netzsituationen) weiterhin der Übertragungsnetzbetreiber als Systemkoordinator zuständig bleiben, wobei Verteilnetzbetreiber – insbesondere auf der der 110-kV-Ebene – diesen nach ihrem individuellen Blindleistungsvermögen entlasten. Angesichts netztechnischer Charakteristika untergelagerter Spannungsebenen, möglicher Verletzungen der zulässigen Spannungsbänder (vgl. IWES et al. 2014, S. 182) sowie des zur Ansteuerung der Anlagen entstehenden Investitionsaufwands sollte in einer Kosten-Nutzen-Analyse überprüft werden, bis zu welcher Spannungsebene eine Einbeziehung der Blindleistungsbeiträge aus

Wechselrichtern erneuerbarer Energien-Erzeugungsanlagen auf Anforderung des Netzbetreibers nutzenstiftend ist.

## 2.4 Diskussion von Modellansätzen

In einer Diskussion von Modellansätzen wurden die folgenden drei Modelle in ihren Grundzügen beschrieben und anhand des zuvor benannten ökonomischen Kriterienkatalogs bewertet:

- das Schweizer Modell der Blindleistungserbringung (swissgrid 2010),
- ein im Auftrag des Zentralverbands der Elektrotechnik- und Elektronikindustrie (ZVEI) entwickelter Modellansatz (INA und FENES 2013) sowie
- das britische Modell der Blindleistungsbeschaffung (National Grid 2012).

Nachfolgend sollen die Grundzüge der drei Modelle umrissen und anschließend einige wesentliche Vor- und Nachteile benannt werden.

Das Schweizer Modell lässt den ans Übertragungsnetz des Netzbetreibers swissgrid angeschlossenen Netznutzern und damit insbesondere den angeschlossenen Verteilnetzbetreibern die Wahlmöglichkeit, eine „aktive“ Rolle einzunehmen und auf Anforderung von swissgrid spannungsrichtig Blindenergie nach einem vorgegebenen Spannungsfahrplan in viertelstündlicher Auflösung zu liefern. Alternativ haben die Netznutzer bei Wahl einer „passiven“ Rolle dafür Sorge zu tragen, dass der Blindenergieaustausch mit dem Übertragungsnetz innerhalb einer definierten Bandbreite bleibt. Angereizt wird die Wahl der „aktiven“ Rolle durch eine Vergütungszahlung für spannungsrichtig gelieferte Blindenergie. Bei nicht anforderungskonformen Lieferungen findet hingegen eine Pönalisierung des Netznutzers statt (vgl. zu den Grundzügen des Modells swissgrid 2010).

Der im Auftrag des ZVEI entwickelte Modellansatz ist durch eine zweistufige Ausgestaltung charakterisiert: Im ersten Schritt wird vorgeschlagen, durch Erweiterung vorhandener und Installation zusätzlicher Kompensationsanlagen den (insbesondere industriellen und gewerblichen) Kompensationsgrad zu erhöhen. In einem weiteren Schritt wird für einen Übergang zu einem Blindleistungs-Management plädiert, bei dem dezentrale, blindleistungsregelfähige Einheiten (Erzeuger und Kompensationseinrichtungen) von einer zentralen Stelle Sollwertvorgaben für die Blindleistung bzw. den Verschiebungsfaktor erhalten. Es wird empfohlen, das Blindleistungs-Management durch dezentrale Blindleistungsmärkte auf Ebene eines Verteilnetzgebietes zu flankieren (vgl. zu dem Modellansatz INA und FENES 2013).

Im britischen Modell der Blindleistungsbeschaffung wird zwischen einem verpflichtend von den angeschlossenen Erzeugern zu erbringenden Blindleistungsanteil (Obligatory Reactive Power Service – ORPS) und einer darüberhinausgehenden freiwilligen Blindleistungslieferung (Enhanced Reactive Power Service – ERPS) unterschieden. Der verpflichtende Blindleistungsanteil wird wahlweise über einen Standard-Vergütungsmechanismus (Default Payment Mechanism) abgegolten oder über ein Ausschreibungssystem beschafft. Für den freiwilligen Blindleistungsanteil finden ausschließlich Ausschreibungen statt. Im Default Payment Mechanism wird ausschließlich ein Blindarbeitspreis gezahlt. Bei den Ausschreibungen können Gebote platziert werden, die sowohl eine Arbeitspreis- als auch eine Leistungspreiskomponente besitzen. In der praktischen Implementierung spielen

Ausschreibungen für Blindleistung bzw. -arbeit seit 2009 keine Rolle mehr und es wird lediglich der Default Payment Mechanism genutzt (vgl. hierzu National Grid 2015, S. 7ff. sowie zu den Grundzügen des Modells National Grid 2012).

Die Bewertung der Modellansätze anhand des ökonomischen Kriterienkatalogs führte zu den in der nachfolgenden Tabelle aufgeführten Einschätzungen in Bezug auf die wesentlichen Modellvor- bzw. -nachteile.

Tabelle 2: Wesentliche Vor- und Nachteile der betrachteten Modellansätze

Ansatz	Vorteile	Nachteile
<b>Schweizer Modell</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Einbeziehung der Verteilnetzebene wird ermöglicht</li> <li>• Wahlmöglichkeit berücksichtigt das Blindleistungspotenzial angeschlossener Netznutzer</li> <li>• Hohe Transparenz, hohe zu erwartende Akzeptanz</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Parametrisierung des Blindarbeitspreises schwierig</li> <li>• Anreizsystem könnte zu zusätzlichen Kosten führen</li> <li>• Anreizsystem stellt unter Umständen nicht sicher, dass ausreichende Beiträge erschlossen werden</li> </ul>
<b>Zweistufiger Modellansatz des ZVEI</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Erhöhung des Kompensationsgrades kann den Blindleistungsbedarf vermindern</li> <li>• Konzept des Blindleistungs-Managements bezieht die Verteilnetzebene mit ein</li> <li>• Kosteneinsparungen durch verringerte Netzverluste, vermiedene Emissionen und geringeren Netzausbaubedarf</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Investitionsbedarf für Kompensationseinrichtungen sowie ggf. für Mess-, Kommunikations- und Regeltechnik</li> <li>• Diskrepanz zwischen Einsparungen beim Netzbetreiber und Investitionen bei den Netznutzern</li> <li>• Ausgestaltung dezentraler Blindleistungsmärkte vage gehalten und Einführung wohl mit hohem administrativen Aufwand verbunden</li> </ul>
<b>Britisches Modell</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sehr hohe Transparenz durch Veröffentlichung von Preisen und Anbietern</li> <li>• Differenzierungsmöglichkeit zwischen Blindleistung und -arbeit in Auktionen lässt Kostenstruktur der Anbieter deutlich werden</li> <li>• Default Payment Mechanism liefert Vergütung, die nach transparenten Kriterien berechnet wird und sich an die tatsächlichen Kosten der Bereitstellung anlehnt</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Blindleistungspotenzial dezentraler Anlagen im Verteilnetz wird nicht erschlossen (Netzanschlussvorgaben)</li> <li>• Wahlmodell und Blindleistungsauktionen verursachen hohen administrativen Aufwand</li> <li>• Zuschnitt auf das britische Energiesystem erschwert wegen Strukturunterschieden die Anwendbarkeit für die Bundesrepublik Deutschland (Vielzahl von Verteilnetzbetreibern)</li> </ul>

## 2.5 Abgeltungsmechanismen für Blindarbeits- bzw. Blindleistungsbeiträge

Vor Beantwortung der Frage, welcher Mechanismus zukünftig für die Abgeltung von Blindarbeits- bzw. Blindleistungsbeiträgen gewählt werden sollte, ist eine Festlegung zu treffen, inwiefern unterschiedliche Blindleistungsprodukte auch differenziert abgegolten werden sollten. Es ist zu klären, ob grundsätzlich nur die tatsächliche Lieferung von Blindarbeit oder gegebenenfalls auch die Vorhaltung von Kapazitäten bzw. Blindleistung honoriert werden sollte und ob sowohl die anforderungskonforme Lieferung induktiver als auch kapazitiver Blindarbeit in einer Kopplung an den je nach Netzsituation aktuellen Bedarf abzugelten ist.

Das Spektrum an ökonomischen Abgeltungsmechanismen für Blindleistungsbeiträge umfasst neben einer kostenlosen Bereitstellung der Blindleistung Kompensationszahlungen sowie Anreizsysteme. Letztere ließen sich einerseits in Form einer Vergütung oder andererseits marktbasiert gestalten.

Im aktuellen System werden begrenzte Blindleistungsbeiträge zur Spannungshaltung von im Verteilnetz angeschlossenen Anlagen kostenlos eingefordert (vgl. auch INA und FENES 2013, S. 40). Es ist kritisch zu hinterfragen, ob diese Praxis auch bei einer Ausweitung der Blindleistungsanforderungen gerechtfertigt ist.

Eine Kompensation der tatsächlich entstehenden Aufwendungen für zusätzliche Blindleistungsbeiträge erschiene aus Kostengesichtspunkten zunächst sinnvoll. Fraglich ist, ob durch eine solche Entschädigungspraxis eine ausreichend große Motivation entstünde, als Anbieter von Blindleistung tätig zu werden, sofern dies nicht auf verpflichtende Anforderung des (Übertragungs-)Netzbetreibers hin geschehen sollte. Zudem bestünde eine gewisse Schwierigkeit, die Höhe der Aufwendungen zu quantifizieren, die möglicherweise Spielräume für Nachverhandlungen offenließe.

In einem Vergütungssystem, das einen moderaten Anreiz für die Erbringer von Blindleistung setzt, diese spannungsrichtig auf Anforderung des (Übertragungs-)Netzbetreibers zu liefern, bestünde neben der Option, Anbietern von Blindarbeit bzw. -leistung einen einheitlichen Preis zu zahlen, die Möglichkeit, Vergütungssätze zu differenzieren. So könnte bei einer Anlehnung an die Kostenhöhe der Erbringer eine Abschöpfung von Produzentenrenten innerhalb eines Umfeldes entstehen, welches quasi ein Monopson mit dem Netzbetreiber als Nachfrager darstellt (vgl. zu einer analogen Argumentation IZES et al. 2013, S. 39ff.). Dies ginge andererseits mit einer erhöhten Komplexität des Systems einher.

Ob und inwiefern marktbasierte Mechanismen zu einer insgesamt kosteneffizienteren Beschaffung der Blindleistung beitragen und Innovationen anreizen könnten, ist fraglich. Mit der Implementierung eines marktbasierten Anreizsystems einher gingen nachfolgende Herausforderungen: Es entstünden Transaktionskosten, ein Funktionieren des Marktes über ein ausreichend großes Angebot müsste gewährleistet sein, Marktmechanismen sowie -rollen müssten eindeutig festgelegt sein und ein funktionierendes Kontrollwesen müsste geschaffen werden. Eine Beschränkung dezentraler Blindleistungsmärkte auf das Netzgebiet eines (110-kV-)Verteilnetzbetreibers hätte das Entstehen einer Vielzahl von Marktplätzen zur Folge. Aufgrund des lokalen Charakters der Blindleistung entstünde das Problem, häufig lediglich auf eine kleine Zahl alternativer Erbringer und somit nicht auf ein ausreichend großes Angebot zurückgreifen zu können. Die verbleibenden Restbedarfe wären durch Maßnahmen zu decken, die der zuständige Verteilnetzbetreiber selbst zu verantworten hätte. De facto wäre

für diese Fälle die Funktionsfähigkeit des dezentralen Blindleistungsmarktes nicht gegeben. Blindleistungsmärkte erscheinen daher nur dann überhaupt in Erwägung zu ziehen, wenn sie zentral auf Übertragungsnetzebene errichtet würden, wobei die Fragen zu klären bleiben, ob ein situationsabhängiger Preis, wie er sich in einem Marktsystem ergäbe, benötigt wird und ob dieser ausreichend Anreize für die notwendigen Investitionen böte.

Angesichts der genannten Herausforderungen erscheint es gerechtfertigt, im Zuge einer Kosten-Nutzen-Analyse zu untersuchen, ob ein Marktsystem einen die Kosten überwiegenden Nutzen stiften würde. Hinsichtlich der konkreten Ausgestaltung eines Abgeltungsmechanismus für Blindarbeits- bzw. Blindleistungsbeiträge besteht weiterer Forschungsbedarf.

### **3 Fazit und Ausblick**

Aus technischer Sicht sind ausreichend Optionen zur Deckung eines zukünftig steigenden Blindleistungsbedarfs vorhanden. Die Auswahl der einzusetzenden Technologien gestaltet sich als eine wirtschaftliche Optimierungsaufgabe und sollte dem jeweiligen Netzbetreiber obliegen, wobei eine netzebenenübergreifende Koordination der Planungen, insbesondere in Bezug auf die Schnittstelle zwischen Übertragungs- und Verteilnetz anzustreben ist.

Ein verstärkter Einbezug der oberen Spannungsebenen des Verteilnetzes zum Ausgleich der Blindleistungsbilanz des Übertragungsnetzes erscheint sinnvoll, wobei ungesicherte sowie – je nach Netzregion – gesicherte Potenziale zur Blindleistungsbereitstellung aus den Wechselrichtern dezentraler erneuerbarer Energien-Erzeugungsanlagen nutzbar sind, sofern die technischen Voraussetzungen erfüllt und regulatorische Anpassungen vorgenommen werden.

Die Betrachtung unterschiedlicher konzeptioneller Ansätze zur Blindleistungsbedarfsdeckung führte unter anderem zu nachfolgenden Einschätzungen: Blindleistungsauktionen, wie sie in Großbritannien vorzufinden sind, sind durch einen hohen Aufwand charakterisiert und dürften wegen des heterogenen Felds der Verteilnetzbetreiber auf Deutschland kaum ohne Anpassungen übertragbar sein. Zudem stellten die Auktionen in Großbritannien in den letzten Jahren kein erfolgreiches Modell zur Beschaffung von Blindleistung dar. Das Schweizer Modell liefert einen interessanten Ansatz zur Blindleistungsbedarfsdeckung, der, gegebenenfalls in modifizierter Form, auch für die Bundesrepublik Deutschland anwendbar erscheint, um das Blindleistungspotenzial der Verteilnetzebene verstärkt nutzbar zu machen.

Hinsichtlich der konkreten Ausgestaltung eines Abgeltungsmechanismus für Blindarbeits- bzw. Blindleistungsbeiträge besteht weiterer Forschungsbedarf. Es ist festzulegen, ob ausschließlich Blindarbeit oder auch die Vorhaltung von Blindleistung abgegolten werden sollte. Das Spektrum möglicher Abgeltungsmechanismen reicht von einer kostenlosen Bereitstellung der Blindarbeit über eine Entschädigung des entstehenden Aufwands hin zu Anreizsystemen, die sich theoretisch auch marktbasierend gestalten ließen. Angesichts der benannten Herausforderungen erscheint es gerechtfertigt, in einer Kosten-Nutzen-Analyse zu untersuchen, ob ein Marktsystem einen die Kosten überwiegenden Nutzen stiften würde.

## 4 Referenzen

50 Hertz; e.dis; enso Netz; avacon; hsn Magedburg; SWM Magdeburg et al. (2014): 10-Punkte-Programm der 110-kV-Verteilnetzbetreiber (VNB) und des Übertragungsnetzbetreibers (ÜNB) der Regelzone 50Hertz zur Weiterentwicklung der Systemdienstleistungen (SDL) mit Integration der Möglichkeiten von dezentralen Energieanlagen.

Amprion (2009): Netzanschlussvertrag. Mustervertrag. Dortmund.

Amprion (2012): Anschlussnutzungs- und Netznutzungsvertrag. Mustervertrag. Dortmund.

dena (Hrsg.) (2014): dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Berlin.

FGH; Consentec & IAEW (2012): Studie zur Ermittlung der technischen Mindesterzeugung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien. Abschlussbericht. Aachen.

FNN (2014): FNN-Hinweis "Blindleistungsmanagement in Verteilungsnetzen". November 2014. Berlin.

INA & FENES (2013): Beitrag industrieller Blindleistungs-Kompensationsanlagen und -Verbraucher für ein innovatives Blindleistungs-Management in der Stromversorgung Deutschlands. hrsg. v. ZVEI. Frankfurt am Main.

IWES; Siemens; IEH & CUBE Engineering (2014): Kombikraftwerk 2. Abschlussbericht.

IZES (2012): Kompassstudie Marktdesign. Leitideen für ein Design eines Stromsystems mit hohem Anteil fluktuierender Erneuerbarer Energien. Studie im Auftrag des Bundesverbands Erneuerbare Energie e.V. & Greenpeace Energy eG. Bochum.

IZES; Bofinger, Peter & BET (2013): Stromsystem-Design: Das EEG 2.0 und Eckpfeiler eines zukünftigen Regenerativwirtschaftsgesetzes. Endbericht. Studie im Auftrag der Baden-Württemberg Stiftung gGmbH. Saarbrücken, Würzburg, Aachen.

National Grid (2012): Connection and Use of System Code (CUSC) - Schedule 3. Part I Balancing Services Market Mechanisms – Reactive Power. v1.7 - 3rd January 2012.

National Grid (2015): Reactive Power Market Report. Thirty Fifth Tender Round for Obligatory and Enhanced Reactive Power Services. For Reactive Market Agreements Effective 1 April 2015.

swissgrid (2010): Konzept für die Spannungshaltung im Übertragungsnetz der Schweiz ab 2011. Version 1.4.

VDE (2015): Batteriespeicher in der Nieder- und Mittelspannungsebene. Anwendungen und Wirtschaftlichkeit sowie Auswirkungen auf die elektrischen Netze. Studie der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG). Frankfurt am Main.

VDN (2007): TransmissionCode 2007. Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Version 1.1. Berlin.