



# Stellungnahme zum „Branchenmeinungsbild Wirtschaftlich tragbare Erbringung von Blindleistung. Ergebnisse des Stakeholder-Prozess der dena-Plattform Systemdienstleistungen“

## Vorbemerkung

Der BWE begrüßt, dass die dena das Thema der Vergütung von Blindleistung in einem breiten Stakeholderkreis diskutiert hat, um unterschiedlichen Positionen und mögliche Lösungsansätze herauszuarbeiten.

Der BWE hat sich schon seit mehreren Jahren dafür eingesetzt, dass die durch die Bereitstellung von Blindleistung entstehenden Verluste finanziell ausgeglichen werden.

## BWE Position

Auf Grund der Ergebnisse der OTH Studie (2016)<sup>1</sup> und eigener Untersuchungen schließt sich der BWE vollumfänglich der BEE Position an.

### **BEE Forderungen:**

- Alle drei Bereiche- I, II und III<sup>2</sup>- werden vergütet<sup>3</sup> (siehe Abb. 1).
- Der Abruf und die Vorhaltung von Blindleistung werden vergütet.

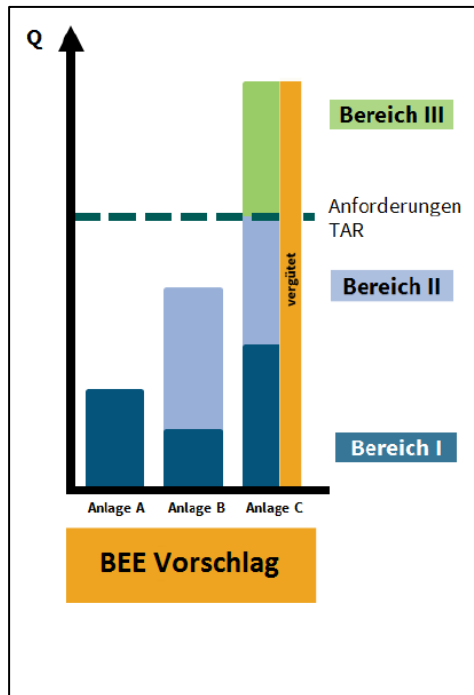
---

<sup>1</sup> OTH Regensburg (2016) „Zukünftige Bereitstellung von Blindleistung und anderen Maßnahmen für die Netzsicherheit“, im Auftrag des BMWi

<sup>2</sup> Für eine Definition der 3 Bereiche siehe Dena Stakeholderpapier S. 11 (I= Q-Bereitstellung zur Kompensation anlageneigener Rückwirkungen, II = Q-Bereitstellung oberhalb der anlageneigenen Rückwirkungen, aber innerhalb der TAR ; III = Q-Bereitstellung oberhalb der in den TAR definierten Anforderungen, auf Basis bilateraler Vereinbarungen)

<sup>3</sup>In der Niederspannung soll für Photovoltaikanlagen das erprobte System der kostenlosen Bereitstellung im Bereich 1 weiter beibehalten werden. Hier steht der hohe messtechnische Aufwand in keinem Verhältnis zum Nutzen, außerdem gibt es netzspezifische Argumente, weil der Einfluss der einspeisenden Anlagen auf die Spannung am Netzverknüpfungspunkt größer ist.

- Marktbasierende und richtlinienbasierte Q-Beschaffung, sowie die Spannungshaltung aus unterschiedlichen Quellen werden finanziell gleichgestellt, über den Einsatz entscheidet der Netzbetreiber nach Kosteneffizienz.



**Abbildung 1- BEE Vorschlag zur Vergütung von Blindleistung (Photovoltaikanlagen in der Niederspannung werden im Bereich 1 nicht vergütet, siehe Fußnote)**

- Der Q-Bedarf wird möglichst regional spezifisch ermittelt und festgelegt. Die Q-Anforderungen, die über die TAR flächendeckend bereitgestellt werden müssen, werden minimiert. Dafür werden weniger und hochverfügbare Blindleistungsquellen an den richtigen Standorten eingesetzt.
- Die Systematik der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) muss so angepasst werden, dass die volkswirtschaftlich günstigsten Betriebsmittel eingesetzt werden müssen.
- Das zukünftige Blindleistungsvergütungssystem muss diskriminierungsfrei - konventionelle Kraftwerke dürfen z.B. nicht bessergestellt werden- und transparent sein.

Wichtig ist ein zügiger und verbindlicher Zeitplan bis wann ein Vergütungsmodell erarbeitet und angewendet wird. Dieser sollte spätestens mit der Umsetzung des europäischen Netzwirkkodizes für Erzeugungsanlagen (NCRfG) und der Technischen Netzanschlussregeln (TAR) abgeschlossen sein. Bei der Ausgestaltung des Modells möchten wir gerne mitarbeiten.

# Anmerkungen zum Text

## 1 Zusammenfassung

### Veränderung des Blindleistungsbedarfs bis 2030

*„Auf der Verteilnetzebene steigt durch zunehmende, fluktuierende Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen sowie den steigenden Verkabelungsgrad der Bedarf an Blindleistung.“ (dena, S.4)*

Der Blindleistungsbedarf steigt nicht nur durch den Anstieg an erneuerbarem Strom sondern auch durch den Wegfall konventioneller Kraftwerke (siehe dazu auch OTH; S. 186), sowie *„durch steigende Leistungstransite im Übertragungsnetz und wechselnde Lastflüsse sowie zunehmende Verkabelung im Verteilnetz.“ (dena, S. 8)*

*„Eine aktive Ansteuerung von Erzeugungsanlagen zur Spannungssteuerung ist in vielen Fällen kostengünstiger als der Aufbau eigener Betriebsmittel“ (dena S.7, Abb1. Kasten Verteilnetzbetreiber, 2er Anstrich)*

Dieser Satz muss korrigiert werden: [...] ist in fast allen Fällen kostenlos und daher für den Netzbetreiber kostengünstiger als der Aufbau eigener Betriebsmittel. Die Kosten zahlt in dem Fall der Windparkbetreiber.

### Zentrale Fragen für die Ausgestaltung wirtschaftlicher Rahmenbedingungen

*„Die Vorgabe von Anforderungen im Rahmen der technischen Anschlussregeln ist für den stabilen und effizienten Netzbetrieb zwingend notwendig und wird durch die Kostendiskussion nicht in Frage gestellt.“*

Dieser Satz sollte korrigiert werden. Da eine alternative Erbringung von Blindleistung möglich ist, ist die Vorgabe nicht zwingend nötig! Die Vorgabe von Anforderungen muss sich auf das beschränken was für alle Anlagen zwingend erforderlich ist. Netzbetreiber sollten darüber hinaus mehr fordern dürfen an den Stellen wo es netztechnisch erforderlich ist.

*Fragenblock: „Basierend auf diesem gemeinsamen Leitbild konnten zentrale Fragestellungen herausgearbeitet werden....“*

Die aus unserer Sicht wichtigste Frage muss ergänzt werden: welche Q-Quellen sind unter welchen Umständen volkswirtschaftlich und technisch günstiger, Erneuerbare Energien oder Q-Quellen beim Netzbetreiber oder noch ganz andere wie Speicher usw.?

### Ausgestaltungsmöglichkeiten für eine wirtschaftlich tragbare Blindleistungserbringung

*Einpreisen der Blindleistungskosten in die Gestehungskosten der Wirkleistung („Einpreisen der entstehenden Kosten“ (dena, S. 7)*

Dieser Terminus kommt von den Netzbetreibern und meint „keine Vergütung“. Das Konzept würde erstens zu hohen Unsicherheiten führen und zweitens gibt es in der Ausschreibung keine Möglichkeit



schlechtere oder bessere Netzanschlüssen diskriminierungsfrei zu berücksichtigen. Der BWE lehnt dieses Konzept ab.

### **Weiteres Vorgehen zur Lösungsfindung**

*„Abschätzung der Menge der von einem erhöhten Blindleistungsabruf heute und perspektivisch betroffenen Anlagen“ (dena, S. 7)*

Zur Lösungsfindung ist es auch notwendig, den generellen zukünftigen Blindleistungsbedarf zu quantifizieren und nicht nur die betroffenen Anlagen zu identifizieren. Die OTH Studie ist dabei ein erster Schritt. Denn wir brauchen eine transparente Übersicht über den Bedarf (regional differenziert!) und die jeweiligen technischen Möglichkeiten der Bereitstellung (durch WEA, durch Kompensationsanlagen des Netzbetreibers, durch HGÜ- Konverter etc.)

*„Abschätzen des wirtschaftlichen Risikos für Anlagenbetreiber in den einzelnen Modellen und Identifikation möglicher Einflussfaktoren auf eine Risikominderung wie beispielsweise Informationen bezüglich eines langfristigen Blindleistungsbedarfs.“ (dena, S. 7)*

Die praktische Umsetzung der Abschätzung ist schwierig, da der Blindleistungsbedarf bei der Planung der Anlagen noch nicht feststeht und dementsprechend nur schwer berücksichtigt werden bzw. nur mit hohen Sicherheitsaufschlägen eingeplant werden kann. Zudem ändert das noch nichts an der Diskriminierung unterschiedlicher Standorte durch unterschiedlich hohe Abrufe und Netzsituationen.

*„Aus den Diskussionen während und im Umfeld des Stakeholderprozesses hat sich herausgestellt, dass die Modelle „Einpreisen der entstehenden Kosten“ und „Direkte Kostenkompensation der Blindarbeit“ schwer von allen Stakeholdergruppen gemeinsam getragen werden können.“ (dena, S. 7)*

Zur besseren Verständlichkeit sollten die beiden Modelle klar benennen für was sie stehen: „Einpreisen der entstehenden Kosten“ (= keine Kompensation) und „Direkte Kostenkompensation der Blindarbeit“ (Kompensation der entstehenden Kosten).

*„Festlegung von Kriterien zur Dimensionierung eines „Solidarbeitrags““ (dena, S. 7)*

Das Wort Solidarbeitrag impliziert, dass es unsolidarisch wäre, keinen freien Beitrag zu erbringen. Wir sprechen uns gegen eine solche Vorab-Beurteilung und für eine alternative Wortwahl aus, z.B. WEA- Eigenanteil oder WEA Freibetrag. Der Satz sollte mindestens folgendermaßen umformuliert werden: „eines möglichen „Solidarbeitrags““ heißen.

## **2 Ausgangslage**

### **Veränderte technische Rahmenbedingungen**

*"Aktuell tragen dezentrale Energieanlagen vorrangig über statische Vorgaben zur Blindleistungsbereitstellung bei"*

Der Satz muss korrigiert werden: „vorrangig“ durch „u.a.“ ersetzen.

*„Den technischen Anschlussregeln folgend fordern die Netzbetreiber hierbei, dass die Anlagenbetreiber eine vom Netzbetreiber bestimmte Steuer- und Regelkennlinie einstellen können. Das heißt, dass*

*abhängig von der aktuellen Netzbetriebsspannung am Anschlusspunkt Blindleistung zwischen Erzeugungsanlagen und Netz ausgetauscht wird“ (dena S. 8).*

Dieser Satz legt die Vermutung nahe, dass die Q(U)-Regelung die einzige technische Anschlussregel für die Q-Bereitstellung ist. In den TAB werden aber eine Vielzahl an Regelungsarten aufgelistet.

Der zweite Satz sollte daher wie folgt geändert werden:

*„Eine Möglichkeit ist die Q(U)-Regelung, bei der abhängig von der aktuellen Netzbetriebsspannung [...] Netz ausgetauscht wird. In der Praxis werden noch weitere Verfahren angewandt, wie die cosphi(P)-Regelung oder die Einstellung definierter Q- Sollwerte.“*

### **Veränderte ökonomische Rahmenbedingungen**

*„ Kosten durch elektrische Verluste in den Anlagen“ (dena, S. 8)*

Hier müsste ergänzt werden: und im gesamten Windpark Netz. Durch die höheren Ströme steigen auch die Verluste in den Kabeln, Trafos etc. an. .

*„statischen Q(U)-Kennlinien [...] lässt sich der Einfluss auf Basis der prognostizierten Wirkleistungseinspeisung durch den Anlagenbetreiber kalkulieren“ (dena, S. 8)*

Das ist inhaltlich falsch. Es muss folgendermaßen korrigiert werden:

- bei einer **cosphi Regelung** oder bei **festem Q** (Q-Sollwert Regelung) lässt sich der Einfluss auf Basis der prognostizierten Wirkleistungseinspeisung durch den Anlagenbetreiber kalkulieren
- bei einer Q(U)-Regelung lässt sich der Blindleistungsabruf **nicht** auf Basis der prognostizierten Wirkleistung kalkulieren. Denn die Kosten und auch die Parametrierung der Regelung hängen von der tatsächlichen Spannung im Netz ab. Diese Referenzspannung gibt den Wert der einzuspeisenden Blindleistung vor und ist nicht bekannt oder vorhersagbar.

*„Die geplante Ausweitung des in den TAR vorgegebenen Stellbereichs für die Blindleistungserbringung von  $\cos(\varphi)=0,95$  auf  $\cos(\varphi)=0,90$  vergrößert dieses Problem, da die Menge der abgerufenen Blindarbeit noch mehr variieren kann.“ (dena, S. 8)*

Sachlich ungenau, es müsste heißen: [...], da der Bereich größer ist in dem Blindleistung bereitgestellt werden muss. D.h. die abgerufene Menge kann insgesamt größer werden und mehr variieren. Insbesondere kann dann auch mehr Blindleistung im niedrigen Teillastbereich abgerufen werden, wo dann im Vergleich zur Wirkleistung größere Verluste auftreten.

Außerdem erhöhen sich die Investitionskosten. Die Studie der OTH 2016 schlägt deshalb auch eine Vergütung der Investitionskosten vor.

*„Für Netzbetreiber stellt die Nutzung des Blindleistungspotenzials von Erzeugungsanlagen oftmals eine kostengünstigere Erbringungsoption als der Aufbau eigener Betriebsmittel zur Spannungshaltung dar.“ (dena. S. 9)*

Das gilt nur auf Grund der Prämisse, dass Erneuerbare Energien die Blindleistung kostenlos zur Verfügung stellen. Das muss unbedingt deutlich gemacht werden, zumindest mit einem Verweis auf Kap. 3.4<sup>4</sup>. Es sollte zudem ergänzt werden:

*„...oftmals eine kostengünstigere; **da von den Betreibern kostenlos zur Verfügung gestellte, Erbringungsoption...**“*

Die Studie der OTH kommt abweichend zu dem Schluss, dass es [...] wirtschaftlich günstiger ist, am Ende weniger, dafür verlässliche und hoch verfügbare Q-Quellen mit angepasster Regeldynamik und angemessenem Umfang an den richtigen Standorten zu haben.“ (OTH, 2016, S. 187). Die OTH hält dementsprechend die flächendeckende Bereitstellung von Blindleistung in hohem Umfang in allen EZA für wenig zielführend (siehe OTH, S. 186).

*„Eine Abrechnung von Kosten für die Blindleistungsbereitstellung würde einen Abrechnungsaufwand bedeuten“*

Hier wären Zahlen und beispielhafte Berechnungen der Netzbetreiber sinnvoll. Wie hoch ist der Aufwand? Woran liegt das?

*„Das Risiko bei der Kalkulation der Wirtschaftlichkeit von Investitionen für die Anlagenbetreiber sollte kalkulierbar bleiben.“*

Hier muss ergänzt werden: ... kalkulierbar bleiben und die Mehrkosten müssen ausgeglichen werden um trotz Q-Lieferung im Ausschreibungsmodell diskriminierungsfrei bieten zu können. Anders gesagt: für eine vollständige Diskriminierungsfreiheit muss die Blindleistung vergütet werden.

### 3 Leitlinien und Fragen für die Ausgestaltung wirtschaftlicher Rahmenbedingungen

#### 3.1 Technische Anschlussregeln

*„Die bei der Blindleistungserbringung entstehenden Kosten sollten demnach im Zuge der Kalkulation der Gestehungskosten für die Wirkleistung berücksichtigt werden“*

Dabei müssen die Kosten für die Erfassung von Blindarbeit von vielen kleinen Anlagen noch in die volkswirtschaftliche Betrachtung einbezogen werden. Es mag günstiger für den Netzbetreiber sein, die Blindleistung aus seiner eigenen "zentralen" Anlage zu nutzen. Siehe dazu auch unseren Hinweis auf die OTH Studie oben.

*„Analog dazu besteht die Forderung, dass Kosten durch Blindleistungsbereitstellung, die nicht zur Kompensation der anlageneigenen Rückwirkungen genutzt wird, durch den Netzbetreiber anerkannt werden“ (dena, S. 11)*

---

<sup>4</sup> „Die für den Anlagenbetreiber anfallenden Kosten werden hierbei nicht berücksichtigt“ (dena, S. 14)

Hier müsste ergänzt werden, dass ein unterschiedlicher Abruf, den der Anlagenbetreiber nicht vorher berechnen kann zu Diskriminierung der unterschiedlichen Anlagen führen würde.

*„nach welchen Kriterien eine kostenfreie Bereitstellung der Vorgaben für Blindleistung im Rahmen der technischen Anschlussregeln begründet wird und in welchen Fällen eine Ausnahmeregelung (wie beispielsweise bei der Regelleistung) erforderlich sein könnte.“ (dena, S. 12)*

Das Wort „Ausnahmeregelung“ impliziert, dass es sich um Einzelfälle handelt. Die Formulierung „... eine Vergütung... erforderlich sein könnte“ ist wertungsfrei.

*„Diese Ausgestaltungsmöglichkeit entspricht dem Status Quo und wird [...]“ (dena S.11)*

Das ist falsch. Es gibt keine einheitlichen Regelungen wie die Kostenkompensation erfolgt. Teilweise erfolgt dies "theoretisch" durch Einpreisen, praktisch wissen viele Betreiber nichts von den auf sie zu kommenden Verlusten, da der Abruf und damit die Verluste vor allem erst in letzter Zeit massiv angestiegen sind. Manche Erzeuger werden auch derzeit schon für die Lieferung von Q bezahlt- die konventionellen Kraftwerke und die Erneuerbaren Erzeuger die im Rahmen von bilateralen Verträgen Q im Phasenschieberbetrieb anbieten. So werden aktuell manche Akteure benachteiligt.

### **3.2 Kosten der Blindarbeit**

*„Investitionskosten für den Anlagenbetreiber sind beispielsweise die Dimensionierung des Wechselrichters“ (dena, S. 12)*

Hier müsste ergänzt werden. „und der Kabel und Transformatoren zum Netzverknüpfungspunkt. Teilweise müssen Betreiber auch eigene Kompensationsanlagen errichten, was eine zusätzliche Baugenehmigung erforderlich macht“.

*„Neben dem Ziel, die Kosten so gering wie möglich zu halten, ist es wichtig, die Unsicherheit bei der Abschätzung der Kosten so gering wie möglich zu halten“*

Wenn Blindleistung vergütet würde, gäbe es keine Diskussion mehr um mögliche Unsicherheiten, denn diese würden mit der Vergütung abgedeckt. Unsicherheit gibt es nur, wenn die Kosten vollständig oder teilweise („WEA-Freibetrag“) eingepreist werden sollen. Das wird hier impliziert.

*„Die Anlagenbetreiber argumentieren, dass durch die zunehmende aktive Ansteuerung des Blindleistungsabrufs durch den Netzbetreiber die Kosten der Blindleistungsbereitstellung für den Anlagenbetreiber nicht mehr im Rahmen der Planung mit ausreichender Sicherheit abschätzbar ist.“ (dena S.12)*

Das muss korrigiert werden: Nicht nur durch die aktive Ansteuerung sondern auch durch die Q(U)-Regelung können die Kosten nicht mit ausreichender Sicherheit abgeschätzt werden. Aus netztechnischer Sicht ist Q(U) häufig die sinnvollste Lösung, diese sollte dann aber auch vergütet werden.

*„Dadurch steigt das Risiko von Fehlinvestitionen in unwirtschaftliche Standorte bzw. die Gefahr“*

*[...] „dass höhere Blindleistungsmengen aus Erzeugungsanlagen abgerufen werden können.“ (dena S. 12)*

Hier muss ergänzt werden: Zudem kann es zu „stranded investments“ kommen: wenn ein höherer Blindleistungsbereich vorgehalten, aber niemals abgerufen wird, erhöht auch das die Investitionskosten.

*„jedoch entstünde durch die dann notwendigen Abrechnungsmechanismen ein organisatorischer Aufwand auf Seiten der Netzbetreiber, der laut der befragten Netzbetreiber mit hohen zusätzlichen Kosten verbunden wäre“ (dena, S. 13)*

Hier fehlen eine Begründung und eine quantitative Untersuchung. Was führt zu einem solch hohen Aufwand? Beispielsweise wird EinsMan ja auch entschädigt. Wo sind da die prozessualen Unterschiede?

Wenn es tatsächlich so einen hohen Aufwand gibt, spricht das doch für eine möglichst zentrale Kompensation durch den Netzbetreiber (siehe auch OTH Studie).

### **3.3 Rechtliche Vorgaben**

*Keine Anmerkungen.*

### **3.4 Volkswirtschaftlich optimaler Blindleistungsabruf**

*„Die Blindleistungsbereitstellung soll durch geeignete Nutzung von Netzbetriebsmitteln und Erzeugungsanlagen zu volkswirtschaftlich minimalen Kosten erfolgen.“*

Ein volkswirtschaftliches Optimum kann sich nur bilden, wenn alle Kosten (beim Anlagenbetreiber und beim Netzbetreiber) transparent miteinander verglichen werden können.

*„Die im Rahmen des Stakeholder-Prozesses befragten Verteilnetzbetreiber machten deutlich, dass eine aktive Ansteuerung des Blindleistungspotenzials dezentraler, in ihrem Netzgebiet angeschlossener Energieanlagen für sie in den meisten Fällen eine signifikant günstigere Erbringungsoption als den Aufbau zusätzlicher Betriebsmittel darstelle“ (dena, S. 14)*

Hier muss aufgenommen werden, dass es deshalb signifikant kostengünstiger ist, da die Erbringung kostenlos erfolgt. Der Satz sollte lauten: [...]zusätzlicher Betriebsmittel darstelle, da die Erbringung aus Erzeugungsanlagen bisher in fast allen Fällen kostenlos erfolgt.

Alternativ sollte der, für das Verständnis entscheidende, Satz am Ende des Absatzes „die für den Anlagenbetreiber anfallenden Kosten werden hierbei nicht berücksichtigt“ direkt hinter dem ersten Satz eingefügt werden. Ansonsten entsteht ein falsches Bild.

*„Die Verteilnetzbetreiber argumentieren hingegen, dass die mit der Blindleistungserbringung verbundenen Netzausbaukosten deutlich oberhalb der Kosten einer Nutzung von Erzeugungsanlagen liegen“ (dena, S. 14)*

Dieser Satz sollte gestrichen werden oder bedarf zumindest einer Erläuterung bzw. Präzisierung vor allem durch eine Kostenabschätzung seitens der Netzbetreiber. Sicherlich ist die Erbringung durch Erzeugungsanlagen günstiger, wenn diese es kostenlos erbringen, als der Aufbau neuer eigener Betriebsmittel der Netzbetreiber wie z.B. Kompensationsanlagen. Für eine volkswirtschaftliche Betrachtung müssten beide Optionen mit all ihren Kosten (Investitions- und Betriebskosten) verglichen werden. Um je nach Situation die günstigste auszuwählen.



Mit Netzausbau ist wahrscheinlich nicht nur der klassische Leitungsausbau sondern allgemein alle Investitionen des Netzbetreibers in eigene Betriebsmittel zur Spannungshaltung gemeint, eben auch inkl. Leitungsausbau. Dadurch, dass Netzausbau auch ein Mittel zur Spannungshaltung ist, wird deutlich, dass ein kostenloser Abruf von Blindleistung gar nicht diskriminierungsfrei sein kann, da die Höhe immer von der jeweiligen Netzsituation und dem Stand des Netzausbaus abhängt.

*„Es besteht diesbezüglich weiterer Untersuchungsbedarf.“*

Die Studie der OTH Regensburg ist dabei ein wesentlicher Meilenstein und ihre Erkenntnisse sollten in die weitere Ausgestaltung einbezogen werden.

## **4 Grundsätzliche Modelle für eine wirtschaftlich tragbare Blindleistungserbringung**

### **4.1 Einpreisen der entstehenden Kosten**

*„Diese somit gestiegenen Kosten könnte er im Rahmen des in der EEG Novelle 2017 eingeführten Ausschreibungsverfahrens für EE-Anlagen >750kW einpreisen und somit für die entstehenden Kosten entschädigt werden“*

Das ist keine adäquate Lösung! Das würde dazu führen, dass die Blindleistungsbereitstellung Auswirkungen auf den Angebotspreis hätte. Da der Blindleistungsbedarf regional sehr unterschiedlich ist würden dadurch einige Anlagen besser, andere schlechter gestellt. Dadurch gäbe es dann keine Gleichberechtigung zwischen den Marktteilnehmern mehr. Es müsste somit eine separate Ausschreibung für Blindarbeit geben.

*„erschwert dieses Erbringungsmodell die Kalkulation der Wirtschaftlichkeit für den Anlagenbetreiber“ (dena, S. 15)*

Hier müsste ergänzt werden, dass es auch zu einer Diskriminierung von Standorten z.B. mit geringerem Netzausbau führt, da ein schlecht ausgebautes Netz den Blindleistungsbedarf erhöht.

### **4.2 Direkte Kostenkompensation der Blindarbeit**

*„Die somit entstehenden Kosten könnten durch die Berücksichtigung dieser Kosten im Rahmen der Netzentgelte angerechnet werden. Würde diese Möglichkeit gewählt, so ist zu bedenken, dass v. a. im Verteilnetz Gebiete durch eine Zunahme der Netzentgelte betroffen sein können, die ohnehin schon vergleichsweise hohe Netzentgelte haben“*

Hier könnte eine bundesweite Umlage der Netzentgelte hilfreich sein. Der BWE spricht sich für die Einführung von bundeseinheitlichen Netzentgelten auf der Übertragungsnetzebene aus.

### **4.3 Teil-Kompensation hoher Bedarfe**

*„[...] dass eine Vergütung von Geringstbeiträgen in Bereich II einen komplexen Vergütungsmechanismus mit Messung, Monitoring, Abrechnung etc. erforderlich machen würde, der in den meisten Fällen nur nicht relevante Kleinbeträge überweisen würde.“ (dena, S. 16)*

Diese Einschätzung sollten die Netzbetreiber mit Zahlen und beispielhaften Berechnungen belegen. Aus unserer Sicht ist das kein Hinderungsgrund, da die Daten über die 4-Quadrantenzähler schon aufgenommen, bisher aber nicht mit einem Preis verrechnet werden. Theoretisch könnten die Kosten für Blindarbeit auf der normalen Park-Zähler Rechnung ausgewiesen werden. Dieses müsste jeweils „nur“ einmal eingerichtet werden.

*„Um beiden Seiten gerecht zu werden, wurde als möglicher Kompromiss diskutiert, ob ein noch festzulegender Anteil der Abrufe, der die Wirtschaftlichkeit der Anlage nicht gefährdet, kostenfrei erbracht wird („Solidarbeitrag“), während darüber hinaus gehende Abrufe vergütet werden sollten, auch wenn sie unterhalb der Anforderungen der technischen Anschlussregeln liegen.“ (dena, S. 16)*

Das Wort Solidarbeitrag impliziert, dass es unsolidarisch wäre, keinen freien Beitrag zu erbringen. Wir sprechen uns gegen eine solche Vorab-Beurteilung und für eine alternative Wortwahl aus, z.B. WEA- Eigenanteil oder WEA Freibetrag.

### **4.4 Zusammenfassung**

*Abbildung 4 (dena, S. 17) „Teil- Kompensation hoher Bedarfe“*

muss korrigiert werden: der vergütete Bereich bei Anlage B müsste auch direkt über dem Solidarbeitrag anfangen. Außerdem wäre es deutlicher, wenn der Bereich „Solidarbeitrag“, der ein Teil des Bereichs II ist, entsprechend schraffiert und nicht in der gleichen Farbe wie der „vergütete“ Bereich dargestellt wird.

Außerdem sollte der Begriff Solidarbeitrag durch Eigenanteil oder Freibetrag ersetzt werden.

## Hintergrund

Laut Energiewirtschaftsgesetz besteht für Energieerzeugungsanlagen bis zu 10 MW Anschlussleistung keine Verpflichtung Blindleistung einzuspeisen<sup>5</sup>. Die Pflicht zur Einspeisung von Blindleistung besteht erst bei Anlagen über 10 MW, wobei diese Einspeisung laut Gesetz angemessen vergütet werden muss. Rein formaljuristisch gesehen wäre es daher folgerichtig, dass die Stromeinspeisung mit Cosphi = 1 am Netzanschlusspunkt kostenlos erfolgt, alles andere würde hingegen vergütet (siehe juristische Ausführungen zur Vergütung von Blindleistung).

### **Potenzielle Auswirkungen auf Projekte:**

Der BWE hat eine Studie<sup>6</sup> beauftragt (Studie zur Berechnung von Wirkarbeitsverlusten durch Blindarbeit), um zu untersuchen, welche Auswirkungen erhöhte Blindarbeitsanforderungen der Netzbetreiber auf die Wirkarbeit haben. Aktuell handelt es sich damit noch um Extremszenarien, die derzeit nur von manchen Netzbetreibern praktiziert werden und daher nur wenige Windparks betreffen. Zukünftig sollen Windparks mit Blindarbeit jedoch vermehrt auch zur Spannungshaltung des Netzbetreibers beitragen, so dass die Verluste durch Blindarbeit zunehmen werden. Diese sind abhängig von der Netzebene und der Regelungsphilosophie des jeweiligen Netzbetreibers. Dazu kommt das erhöhte Anforderungen im Rahmen von Verschärfungen der technischen Netzanschlussrichtlinien im FNN diskutiert werden.

Die Studie ermittelt für beispielhafte Windparkkonfigurationen, dass sich durch die vermehrte Bereitstellung von Blindleistung jährliche Ertragsminderungen von 2-3% ergeben können. D.h. dass durch die Blindarbeit 2-3 % weniger Wirkleistung eingespeist werden kann und sich die vergütete Strommenge entsprechend reduziert. Wichtig: Die Ergebnisse gelten nur für die untersuchten Windparkkonfigurationen und Stromrichtertechnologien. Die Werte für reale Windparks können davon abweichen.

Diese Wirkarbeitsverluste werden in nahezu vollem Umfang den Gewinn der Projektgesellschaft reduzieren, weil der Erlösminderung kaum gesparte bzw. teilweise sogar leicht erhöhte Betriebskosten<sup>7</sup> gegenüber stehen. Dies hat eine signifikante Reduzierung der Eigenkapitalrendite zu Folge. Nach Berechnungen des BWE Finanziererbeirats wird die EK- Rendite um mehr als 10 % (nicht Prozentpunkte!) gemindert. Dazu wurden reale Projektbeispiele mit unterschiedlichen Finanzierungs-konzepten (hoher EK Anteil und niedrige EK Rendite versus niedriger EK Anteil und höherer EK Rendi-

---

<sup>5</sup> Nach § 13a Abs. 1 EnWG sind Betreiber von Anlagen über 10 MW verpflichtet gegen eine angemessene Vergütung die Blindleistungseinspeisung unter anderem zur Gewährleistung der Spannungshaltung anzupassen. Gemäß § 14 Abs. 1 S. 1 EnWG gilt dies auch für Verteilnetzbetreiber. Für Anlagen unter 10 MW gibt es keine Regelung.

<sup>6</sup> M.P.E. (2016) Studie zur Berechnung von Wirkarbeitsverlusten durch Blindarbeit, Kurzfassung

<sup>7</sup> Die Betriebskosten stehen überwiegend in einem proportionalen Verhältnis zu Energiemenge oder Umsatz, deshalb ergibt sich eine kleine Betriebskosteneinsparung, wenn der Erlös um 3% gemindert wird. Andererseits können sogar erhöhte Betriebskosten wegen einer stärkeren Belastung von Bauteilen auftreten.



te) miteinander verglichen. Diese Fälle wurden jeweils einmal ohne Ertragseinbuße von 3 % und einmal mit Ertragseinbuße von 3 % kalkuliert. Diese Beispiele verdeutlichen, dass die finanziellen Auswirkungen von 3 % Wirkleistungsverlusten weit über 3 % hinausgehen. Dennoch: Eine pauschale Aussage kann nicht getroffen werden, da die Finanzierungsstruktur des jeweiligen Projektes maßgeblich ist.

#### **Weiteres Vorgehen:**

Der BWE hat in den letzten Jahren intensiv an den technischen Anschlussregeln mitgearbeitet. Wir sehen die Notwendigkeit, dass Erneuerbare Energien Anlagen zukünftig verstärkt Systemverantwortung übernehmen und daher auch zunehmend Systemdienstleistungen bereitstellen. Bei der Frage der Vergütung von Blindleistung werden in diversen Gremien, beispielweise im FNN, unterschiedliche Positionen vertreten:

- Blindleistung wird kostenlos und in vollem Umfang zur Verfügung gestellt
- Stromeinspeisung mit  $\text{Cosphi} = 1$  am Netzanschlusspunkt erfolgt kostenlos, alles andere wird vergütet

Im Zuge der Überarbeitung der technischen Anschlussregeln und damit verbundenen Forderungen nach einer Ausweitung der Blindleistungsstellbereiche benötigt der BWE kurzfristig eine Antwort auf die Frage wie Blindarbeit zukünftig zu vergüten ist.

#### **Ansprechpartnerin:**

##### **Anne Palenberg**

Fachreferentin Netzintegration

Bundesverband WindEnergie e.V.

Neustädtische Kirchstraße 6 , 10117 Berlin

T +49 (0)30 / 212341-244

[a.palenberg@wind-energie.de](mailto:a.palenberg@wind-energie.de)