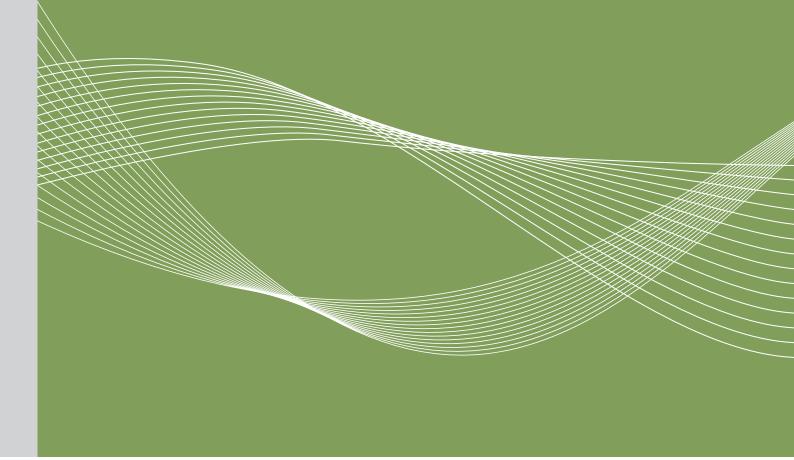


STUDIE

Weiterentwicklung des Einspeise-Managements

Bewertung von Ansätzen







STUDIE

Weiterentwicklung des Einspeise-Managements

Bewertung von Ansätzen

Sehr geehrte Leserinnen und Leser,

der Ausbau der Erneuerbaren Energien kommt voran. Als Zielmarken hat der Gesetzgeber im EEG 2014 definiert, allein im Strommarkt den Anteil der erneuerbaren Energien bis 2025 auf 40 bis 45 Prozent und bis 2035 auf 55 bis 60 Prozent anzuheben. Mit dem in der Debatte befindlichen Klimaschutzplan 2050 will die Bundesregierung darüber hinaus die Sektoren Wärme und Mobilität besser für erneuerbare Energien erschließen. Die preiswerte Windenergie an Land entwickelt sich dabei dank eines dynamischen Ausbaus immer mehr zum Leistungsträger der Energiewende.

Während der der Zubau der Erneuerbaren Energien zur Erreichung der Ziele der Bundesregierung sichergestellt ist, kommt der Netzausbau nur langsam voran. Die Folge ist die zunehmende Abregelung von Erneuerbare Energien Anlagen. Netzbedingte Abregelung ist nicht nur ein Problem der Erneuerbaren Energien. Reicht das Netz nicht aus, um den Strom zu transportieren, werden zuerst fossile Kraftwerke geregelt (Redispatch). Beim Redispatch werden Kraftwerke vor dem Netzengpass heruntergefahren und hinter dem Engpass werden andere Kraftwerke hochgefahren. Erst wenn der Engpass weiter besteht, müssen zusätzlich Erneuerbare Energien Anlagen zeitweise abgeschaltet werden. Folglich werden mehr konventionelle Kraftwerke als erneuerbare Kraftwerke geregelt¹. Zudem gilt: Je flexibler das System ist, desto weniger muss abgeregelt werden. Dafür muss das Lastmanagement allerdings weiter ausgebaut werden, welches dazu beiträgt, dass sich der Verbrauch, insbesondere aus der Industrie, stärker an der Erzeugung orientiert. Des Weiteren wird die von der Bundesregierung gewollte Verknüpfung der Sektoren Strom, Wärme und Mobilität dazu beitragen, überschüssigen Strom für andere Zwecke zu nutzen.

Zur Organisation der Maßnahmen, die die Überlastung der Netzkapazität vermeiden, wurde den Netzbetreibern mit dem EEG 2009 das Instrument des Einspeisemanagement (EinsMan) an die Hand gegeben. Mit dem weiteren Ausbaus der Erneuerbaren Energien wird dessen Bedeutung wachsen. Deshalb hat das BMWi im Rahmen vom Grünbuch und vom Weißbuch ("Ein Strommarkt für die Energiewende") das Thema Einspeisemanagement adressiert und Instrumente vorgeschlagen, die im BWE bereits länger intensiv diskutiert wurden. Mit der vorliegenden Studie bringen wir uns erneut in die Diskussion ein und zeigen auf, wie sich das Instrument des Einspeisemanagements (EinsMan) weiterentwickeln lässt. Maßstab sind für uns die Gewährleistung eines reibungslosen Anlagenbetriebs, die Sicherheit des Netzes (Systemstabilität, Netztechnik) und die Planungssicherheit der Betreiber (Entschädigungspflicht).

¹ Im Jahr 2014 wurden 1.581 GWh Erneuerbare Energien, davon 1.222 GWh Wind abgeregelt, das entsprach 1,16 Prozent der gesamten EEG Einspeisung. Im Vergleich dazu wurden bei konventionellen Kraftwerken Redispatch Maßnahmen (Maßnahmen sowie Gegengeschäfte) von rund 5.197 GWh durchgeführt. Das entsprach 1,17 Prozent der gesamten Nicht-EEG-Einspeisung. [Monitoringbericht BNetzA 2015]

Wir schließen uns der Auffassung des BMWi an, dass der Verzicht auf Einspeisung des letzten Kilowatts den Netzausbau deutlich entlasten kann. Abschaltungen von Windenergieanlagen können als flexible Leistungsbereitstellung in einem überwiegend erneuerbar gespeisten Netz angewandt werden. Hierfür muss das Einspeisemanagement als eine werthaltige und damit zu finanzierende Netzdienstleistung weiterentwickelt werden. Um Einspeisemanagement in der Netzplanung zu berücksichtigen, darf die abgeregelte Jahresenergie 3% je Anlage nicht überschreiten. Sinn macht das nur in Netzgebieten, in denen das Potenzial an Erneuerbaren Energien schon nahezu komplett erschlossen ist. Bei einem aktuellen Anteil von ca. 33 % Erneuerbaren am Stromverbrauch und dem Ziel bis 2050 mindestens 80 % zu erreichen, ist der Netzausbau fast überall volkswirtschaftlich günstiger. Da eine diskriminierungsfreie Abregelung nicht möglich ist, muss die im Rahmen von EinsMan abgeregelte Energie zu 100% vergütet werden.

Grundsätzlich gilt für den BWE allerdings: "Nutzen vor Abregeln!". Wir wollen, dass Erneuerbare Energie zunächst anderweitig genutzt oder gespeichert wird. Nur wenn das nicht möglich ist, sollte abgeregelt werden. Hierzu haben wir umfangreiche Empfehlungen im BWE Positionspapier "Windenergie und Netzumbau" (2014) vorgelegt und unter dem Motto "Umschalten statt Abschalten" im September 2015 weitere alternative Wege zur Verwendung des nicht genutzten Windstroms aufgezeigt. Die preiswerte Windenergie kann gerade in den Bereichen Mobilität und Wärme einen größeren Beitrag zum Erreichen der Energiewendeziele der Bundesrepublik Deutschland leisten. Mit der starken Nutzung Erneuerbarer Energien und dem Ausbau der Windenergie an Land können die nördlichen Bundesländer, wie z.B. Schleswig-Holstein, dabei als Modellregionen für ganz Deutschland dienen.

Bei der weiteren Ausgestaltung von EinsMan gibt es unterschiedliche Optionen. Gleichzeitig stellen sich für die praktische Umsetzbarkeit eine Reihe von Fragen. Die vorliegende Studie zeigt Ansätze und Möglichkeiten der Weiterentwicklung von EinsMan auf und gibt Denkanstöße für die politische Diskussion, die im Zusammenhang mit der Fortsetzung der Energiewende erforderlich ist. Nicht alle Fragen ließen sich abschließend klären und bedürfen einer weiteren Betrachtung. Offen ist z.B. wie sich der Kommunikationsaustausch zwischen Anlagenbetreiber, Netzbetreiber und Direktvermarkter effizient gestalten lässt.

Wir sind uns sicher, mit der vorliegenden Studie Impulse für die weitere Diskussion zu geben und wünschen eine inspirierende Lektüre!

Herzlichst,

Hermann Albers Präsident BWE Uwe Herzig Sprecher BWE AK Netze

Inhaltsverzeichnis

1	Einle	itung		8
2	Sach	stand		10
	2.1	Besch	reibung der derzeitigen Situation	10
	2.2	Besch Rahm	reibung des bestehenden regulatorischen	14
	2.3		iele für Eingriffe in die EE-Erzeugung	17
	2.4	-	henfazit – Herausforderungen und offene	
			n des bestehenden Rahmens	28
3	Vorse	chläge :	zur Beeinflussung der EE Einspeisung	29
	3.1	Meth	odik	29
	3.2		ze zur Gewährleistung eines sicheren und lässigen Systembetriebs – Ampelsysteme	30
	3.3 Ansätze mit Auswirkungen für die Projekt-,			33
		3.3.1	Weißbuch – 3 %-Ansatz im Rahmen der Netzplanung	33
		3.3.2	Weitere Ansätze mit beabsichtigten Auswirkungen auf den EE Ausbau	43
	3.4	Vergü	itungs- und Entschädigungsregelungen	44
			Härtefallregelung gemäß EEG (2014)	44
		3.4.2	Vergütungs- und Entschädigungsregelungen außerhalb des EEG (2014)	45
		3.4.3	Allokation entstehender Ertragseinbußen – Optionen und Implikationen	46
4	Schlu	ussfolge	erungen und Empfehlungen	49
5	Fazit			51
6	BWE	Handlı	ungsempfehlungen	54
7	Refe	renzen		55
8	Impr	essum		59

Mit weiter steigenden Anteilen dezentraler und fluktuierender Erzeugung in der Systembilanz werden Einspeisemanagement-Maßnahmen struktureller Bestandteil des Systembetriebs bleiben. Künftig wird es bei der Abregelung von Windenergieanlagen darauf ankommen, noch sorgfältiger zu unterscheiden zwischen der sachdienlichen Bewirtschaftung zeitweiliger Netzengpässe und dauerhaft erforderlichen, insbesondere aus Systemsicht unumgänglichen Maßnahmen. Der gesetzliche Rahmen wird nicht wie bisher in der EEG Novelle angepasst, sondern im Rahmen der EnWG Novelle und im Zusammenhang mit systemischen Fragen (Redispatch) neu geregelt werden.

Einspeisemanagement verursacht Kosten. Deren Zuweisung durch den regulativen Rahmen folgt idealerweise klar definierten Zielen. Die Ziele spiegeln z.B. politische Prämissen wider und umfassen unter anderem:

- Minimierung der volkswirtschaftlichen Kosten;
- Transparenz und Plausibilität der Kostenzuweisung an einzelne Akteure;
- Sicherstellung des weiteren EE Ausbaus: Begrenzung der Risiken für Projektentwickler, Finanzierer und Betreiber auf ein akzeptables Maß;
- Planbarkeit und Synchronisierung des Ausbaus von EE und Netzkapazitäten, räumliche Steuerung des EE Ausbaus; etc.

Im Vorfeld der EEG Novelle im Jahr 2014 wurden verschiedene Ansätze zur Neuregelung des Einspeisemanagements vorgeschlagen und diskutiert. In der Kommunikation zu diesen Vorschlägen brachten die Protagonisten die Zusammenhänge mit den beabsichtigten Zielen nicht immer klar zum Ausdruck. Das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie erstellte Grünbuch [1] hatte wesentliche Leitlinien für eine Neuregelung vorgegeben. Diese wurden im darauf aufbauenden Weißbuch [2] weiter detailliert.

Die vorliegende Untersuchung arbeitet die Zusammenhänge ebenso wie eventuelle Inkonsistenzen in den vorgebrachten Darlegungen heraus. Auf diese Weise unterstützten wir die Debatte um eine Anpassung der gesetzlichen Vorgaben zum EinsMan im Rahmen der Konsultation zum Weißbuch vom Bundeswirtschaftsministerium und liefern einen Beitrag zu der dem Weißbuch folgenden Diskussion um die weitere Ausgestaltung.

Ziel der Untersuchung ist es, bestehende Vorschläge zur weiteren Ausgestaltung des Einspeisemana-gements zu inventarisieren und zu systematisieren sowie konsistente Kriterien für einen regulativen Rahmen für ein künftiges Einspeisemanagement herauszuarbeiten. Mit dem Weißbuch [2] hat das Bundeswirtschaftsministerium konkrete Eckpunkte für die weitere Ausgestaltung der Regelungen zum Einspeisemanagement vorgegeben. Insbesondere der Ansatz, einen 3 %igen, tolerierten Ertragsver-lust bei der Netzplanung, zusätzlich zum Übertragungsnetz², auch im Verteilnetz zu berücksichtigen, stellt gegenüber der bisherigen Praxis eine Neuerung dar. Angesichts der Relevanz des Vorschlags werden wir ihm in den Analysen besondere Aufmerksamkeit widmen. Wir werden erörtern welche Voraussetzungen für eine effiziente und effektive Umsetzung erfüllt sein müssen. Weiterhin bewerten wir, inwieweit eine Prognose der tatsächlich zu erwartenden relativen Verluste der Jahresarbeit möglich ist.

² Für das Übertragungsnetz wird die Leistungskappung bisher in Form von Sensitivitäten im Netzentwicklungsplan berücksichtigt.

Zur Terminologie: Das vorliegende Gutachten befasst sich mit den mannigfaltigen Maßnahmen eines Einspeisemanagements. Dazu zählen alle Eigentümer-übergreifenden Maßnahmen zur zeitweiligen Beeinflussung von EE Erzeugungsleistung, die durch Netz- oder Systemerfordernisse begründet sind. Solche Maßnahmen können heilenden (kurativen) oder vorsorgenden (präventiven) Charakter haben.

Die Analysen und Beispiele in Abschnitt 2.3 zeigen das breite Spektrum der Anforderungen auf, die durch den erfolgreichen EE Ausbau in Deutschland entstanden sind. Für die verschiedenartigen Maß-nahmen ist der eingebürgerte Begriff des Einspeisemanagements zu eng gefasst. Er gibt die Vielfalt der Erfordernisse und zugehörigen Prozessabläufe nicht unmissverständlich wieder. Eine konsistente begriffliche Abgrenzung der verschiedenen Maßnahmen hat sich bislang allerdings nicht etabliert und soll auch hier nicht beansprucht werden.

Wir verwenden deshalb im Rahmen des vorliegenden Gutachtens den Begriff Einspeisemanagement (EinsMan) nur in Bezug auf Maßnahmen, die zweifelsfrei in den Geltungsbereich von §14 EEG (2014) fallen. Der von den Netzbetreibern verwendete Begriff Netzsicherheitsmanagement wird synonym verwendet. Alle anderen Maßnahmen umschreiben wir separat.

2.1 Beschreibung der derzeitigen Situation

Innerhalb der vergangenen Dekade hat die Stromerzeugung auf Basis der Erneuerbaren Energien (EE), insbesondere der fluktuierenden Einspeiser wie Windenergie- und PV-Anlagen stark zugenommen. Diese dezentralen Anlagen speisen Strom größtenteils in das Verteilnetz ein. Ende 2014 war rund 98 % der installierten Leistung aller EE-Anlagen³ in dieser Netzebene angeschlossen. Dies entspricht derzeit fast 90 GW.

Die Einspeisung aus Erneuerbaren Energien verändert die Betriebsführung der Verteilernetze und des gesamten Stromsystems grundlegend. Gleichzeitig bekommen die dezentralen Erzeugungsanlagen auch eine zunehmende Marktrelevanz. Insbesondere die Einführung der Direktvermarktung im EEG 2012 hat die energiewirtschaftliche Entwicklung beschleunigt. Durch diese Veränderung des rechtlichen Rahmens vermarkten Anlagenbetreiber und Händler derzeit rund 55 % der erzeugten Energie aus EE-Anlagen bzw. 85 % der erzeugten Windenergie eigenständig [4].

Abbildung 1 zeigt die Entwicklung der Erzeugungskapazitäten seit 2002 und den prognostizierten Ausbau bis 2020. Die aktuelle Mittelfrist Prognose der Übertragungsnetzbetreiber [27] weist für die kommenden Jahre einen stetigen Ausbau der EE-Anlagen aus. Im Jahr 2020 soll die Leistung mehr als 110 GW betragen. Langfristig prognostiziert das Referenzszenario des aktuellen Szenariorahmens [9] für das Jahr 2035 eine installierte Leistung von mehr als 180 GW.

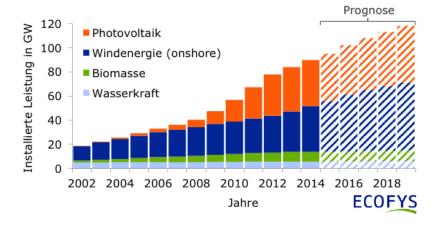


Abbildung 1 Entwicklung der installierten EE-Leistung in Deutschland, Quellen: Eigene Darstellung auf Basis von [9], [11]

³ Mit dem Inkrafttreten des EEG 2014 wird der Ausbau der Mittelfrist Prognose von Branchenexperten als zu optimistisch eingeschätzt.

Der Zubau der EE-Anlagen erfordert einen fundamentalen Um- und Ausbau der Netzinfrastruktur. Die Einspeisung führt zu neuen Herausforderungen:

- Rückspeisung großer Mengen an Strom aus dezentralen Erzeugungsanlagen
- Fluktuierende Einspeisung aus Photovoltaik- und Windenergieanlagen
- Bedarf für Systemdienstleistungen aus der Verteilnetzebene
- Ausgleich und Übertragung von Energie zwischen weit entfernten Last- und Erzeugungszentren (Wind-Offshore im Norden, Industrie im Süden)

Untersuchungen zum Netzausbau [3], [12] und [15] beziffern die notwendigen Gesamtinvestitionen in das Übertragungs- und Verteilnetz innerhalb der nächsten zehn Jahre auf rund 35 bis 65 Mrd. EUR.

Der nötige Netzzubau verzögert sich. Im direkten Vergleich erfolgt die Entwicklung des EE-Zubaus deutlich schneller. Gleichzeitig bildet der derzeitige Strommarkt Netzgegebenheiten nur rudimentär ab. Die aus den Marktergebnissen resultierenden Lastflüsse zeigen dadurch temporäre Deckungslücken. Diese Entwicklung führte in den vergangenen Jahren zu einer signifikanten Zunahme an korrektiven Maßnahmen, wie dem Redispatch oder der Abregelung von EE-Anlagen (Einspeisemanagement) seitens der Netzbetreiber. Abbildung 2 zeigt den Anstieg des Einspeisemanagements (EinsMan) zwischen 2009 und 2013. Zum Großteil sind Windenergieanlagen betroffen. Ihr Anteil am EinsMan liegt bei rund 90 %. Obwohl für die Abregelung von EE-Anlagen eine Entschädigung gezahlt wird, ist der Kostenanteil an den Zahlungen für Systemsteuerungs-Maßnahmen (Vgl. Abbildung 2) mit rund 6 % derzeit noch vergleichsweise gering.

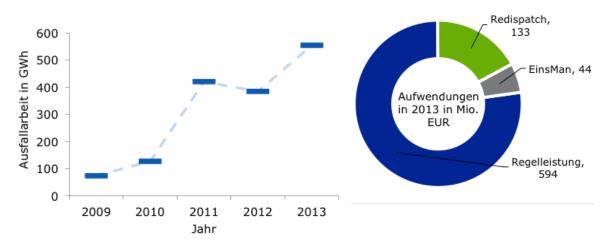


Abbildung 2 Entwicklung der Ausfallarbeit von Einspeisemanagement-Maßnahmen (links), Vergleich der Aufwendungen für verschiedene Maßnahmen zur Gewährleistung der Systemstabilität (rechts), Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von [4]

Differenziert nach Systemebenen lag die Ursache für die Abregelung der EE-Anlagen bisher zum Großteil im Verteilnetz. Seit 2012 ist der Anteil der Maßnahmen mit einer Ursache im Übertragungsnetz stark angestiegen. Im Jahr 2013 lag er bei rund 30 % [18], [4], [17].

Die Intensität der Einspeisemanagement-Maßnahmen ist zeitlich und räumlich sehr heterogen. Räumliche Schwerpunkte liegen in Niedersachsen und Schleswig-Holstein, Brandenburg sowie seit dem Jahr 2013 auch in Bayern. In der Regel zeichnen sich die Regionen mit hohem EinsMan durch eine sehr hohe EE-Penetration aus. Beispielsweise entspricht in Schleswig-Holstein Ende 2014 das Verhältnis von EE-Erzeugung beinahe exakt dem Verbrauch des Bundeslandes. Die konkrete Ausprägung hängt sehr stark von den lokalen Netzgegebenheiten ab. Dieses heterogene Bild der räumlichen Ausprägung spiegelt sich auch im zeitlichen Verlauf wider. Abbildung 3 vergleicht die prognostizierte Entwicklung der Intensität von Abregelungsmaßnahmen in Schleswig-Holstein mit der derzeitigen Situation. 2013 fiel in dem Bundesland knapp 50 % der deutschlandweiten Ausfallarbeit an (Abbildung links, [14]). Wird der derzeit geplante Netzausbau tatsächlich realisiert, würde sich die Belastung in einzelnen Regionen bereits innerhalb weniger Jahre verringern. Zeitgleich würde im Süden von Schleswig-Holstein die Intensität von EinsMan zunehmen.





Abbildung 3 Abschätzung der Entwicklung der Intensität von Einspeisemanagement-Maßnahmen in Schleswig-Holstein zwischen 2013 und 2022, Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von [28]

Dieses sehr heterogene Bild spiegelt sich auch im energetischen Vergleich der betroffenen Regionen wider (Abbildung 4). Setzt man die angefallene Ausfallarbeit ins Verhältnis zur insgesamt erzeugten Windenergie einzelner Regionen, kumuliert sich der Großteil der in Deutschland angefallen Ausfallarbeit in wenigen betroffenen Regionen. Im Jahr 2012 hat die Ausfallarbeit in diesen Regionen einen Anteil von mehr als 5 % der erzeugten Windenergie. Im Gegensatz dazu beläuft sich der Anteil der Ausfallarbeit in mehr als 70 % der vom EinsMan betroffenen Regionen auf maximal 0,1 % des Jahresenergieertrags.

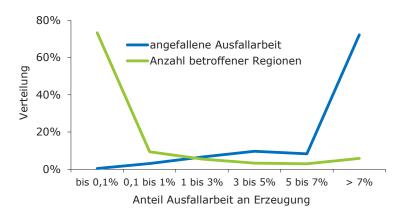


Abbildung 4 Abschätzung der Verteilung des Anteils der Ausfallarbeit an der erzeugten Windenergie in einer von EinsMan betroffen EinsMan-Region im Jahr 2012, Quelle: Ecofys

Vor dem Hintergrund der Herausforderungen und Kosten des Netzausbaus wird zunehmend diskutiert, inwieweit ein Ausbau der Netze für die "letzte erzeugte Kilowattstunde" wirtschaftlich sinnvoll ist bzw. ob die Netzbetreiber die Netzinfrastruktur weiterhin hinsichtlich der größtmöglichen Abnahme von Strom aus erneuerbaren Energien ertüchtigen sollten. Verschiedene Untersuchungen [3], [16] und [19] zeigen auf, dass eine Leistungskappung von 2 bis 5 % der erzeugten Jahresenergie von Wind- und PV-Anlagen den erforderlichen Netzausbau deutlich reduziert. In Vorbereitung auf grundlegende Änderungen der regulatorischen Rahmenbedingungen für den Stromhandel konsultierte das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie im Grün- und Weißbuch [1], [2] neben weiteren Fragen auch die Idee zur Berücksichtigung der Spitzenkappung von maximal 3 % der erzeugten Jahresarbeit aus Wind- und PV-Anlagen in der Netzplanung der Netzbetreiber.

2.2 Beschreibung des bestehenden regulatorischen Rahmens

Gemäß §§ 13 und 14 EnWG sind Netzbetreiber verpflichtet, Gefährdungen und Störungen der Elektrizitätsversorgung durch geeignete Maßnahmen zu beseitigen. Mögliche Ursachen für eine Gefährdung des stabilen Netzbetriebs sind strombedingte Netzengpässe, Ungleichgewichte zwischen Erzeugung und Verbrauch oder Grenzwertverletzungen der Spannungswerte. Die dem Netzbetreiber zur Verfügung stehenden Maßnahmen werden nach § 13 EnWG in drei wesentliche Kategorien unterteilt und sind entsprechend der nachfolgenden Rangfolge anzuwenden.

- 1. Netzbezogene Maßnahmen (gemäß § 13 (1) Nr. 1 EnWG)
- 2. Marktbezogene Maßnahmen (gemäß § 13 (1) Nr. 2 EnWG)
- 3. (weitere) Anpassungsmaßnahmen (gemäß § 13 (2) EnWG)

Um die Gefährdungssituation zu beseitigen, sind die betroffenen Netzbetreiber zunächst gezwungen, auf netzbezogene Maßnahmen zurückgreifen. Sie verringern die Belastung des Systems z. B. durch die gezielte Steuerung von Netzelementen. Sind diese netzbezogenen Instrumente nicht ausreichend, kommen marktbezogene Maßnahmen zum Einsatz. Zu den marktbezogenen Instrumenten zählen in erster Linie Redispatch-Maßnahmen sowie der Abruf von Regelleistung. Besteht das Netzproblem trotz der vollständigen Ausschöpfung der vorrangegangen Maßnahmen, dürfen die Netzbetreiber auf Grundlage von § 13 (2) EnWG weitere Anpassungsmaßnahmen ergreifen. Zu diesen Maßnahmen zählt die Wirkleistungsreduktion von Erzeugungsanlagen, wobei EEG und KWK-G geförderte Anlagen im Rahmen des sogenannten Einspeisemanagements (EinsMan) nach § 14 EEG⁴ nachrangig abzuregeln sind. Die Grundsätze des bisherigen gesetzlichen Rahmens für die Abregelung von EEG und KWK-G geförderten Anlagen ergeben sich aus einer Kombination des EnWG und des EEG.

Sofern dem Netzbetreiber marktbezogene Maßnahmen nicht im ausreichenden Umfang zur Verfügung stehen, ist der Einsatz von Zwangsmaßnahmen im Rahmen des § 13 (2) EnWG zulässig. Insbesondere in Verteilnetzen, in denen in der Regel wenige redispatchfähige Kraftwerke aber sehr viele EEG und KWK-G geförderte Anlagen installiert sind, kommt dem Einspeisemanagement eine zunehmende Bedeutung im Rahmen der Systemführung zu. Eine weitere Differenzierung der Maßnahmen zur Abregelung von dezentralen Erzeugungsanlagen ist in Abbildung 5 dargestellt.

Exkurs: Rückwirkung des Einspeisemanagements auf die Systembilanz

Derzeit erfolgt die Zwangsabregelung von EE-Anlagen i.V.m. § 14 EEG 2014 ohne energetischen und bilanziellen Ausgleich. Grundsätzlich führt dies zu einer Abweichung der Systembilanz, die ggf. einen zusätzlichen Bedarf an Regelleistung bedingt. Mit der Zunahme an Einspeisemanagement verschärft sich dieses Problem.

Die erforderlichen Planungs- und Koordinierungsprozesse für eine energetisch und bilanziell neutrale Umsetzung des Einspeisemanagements sind derzeit aber noch ungeklärt.

^{4~} Im EEG 2014 ist das Einspeisemanagement im \S 14 EEG 2014 geregelt. Im EEG 2012 sind die Regelung abweichend dazu im \S 11 EEG 2012 zu finden.

In Abgrenzung zu marktbezogenen Redispatch-Maßnahmen handelt es sich beim EinsMan um Zwangsmaßnahmen, denen kein energetischer Bilanzausgleich zu Grunde liegt. Demnach führt ein Einspeisemanagement-Einsatz im Verteilnetz in der Regel direkt zu einer Änderung der Systembilanz.

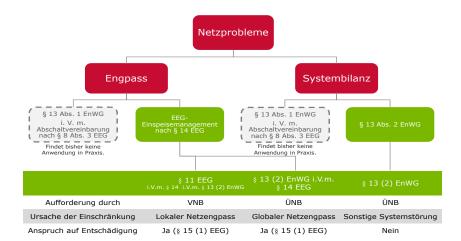


Abbildung 5 Übersicht von Maßnahmen zur Abregelung von EEG und KWK-G geförderten Anlagen zur Beseitigung von Netzproblemen. Quelle: Ecofys

Härtefallregelung/Entschädigungszahlungen

Der Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache für die Notwendigkeit einer EEG Einspeisemanagement-Maßnahme gemäß § 14 (1) EEG⁵ liegt, ist gemäß § 15 (1) EEG verpflichtet, den betroffenen Anlagenbetreiber für den nicht eingespeisten Strom zu entschädigen. Die Entschädigung erfolgt in einem vereinbarten Umfang. Ist keine Vereinbarung getroffen, so sind 95 % der entgangenen Vergütungen zuzüglich entgangener Wärmeerlöse und abzüglich der ersparten Aufwendungen bei Anlagen mit Inbetriebnahme nach dem 01.01.2012 zu leisten. Übersteigen die entgangenen Einnahmen in einem Jahr 1 % der Einnahmen dieses Jahres, sind ab diesem Zeitpunkt 100 % zu entschädigen. Anlagen, die vor dem 01.01.2012 errichtet wurden, sind weiterhin zu 100 % zu entschädigen. Grundsätzlich kommen dem ausführenden Netzbetreiber Informationspflichten nach § 15 EEG zu, damit der Anlagenbetreiber Kenntnis über den Adressaten der Entschädigungspflicht hat. Derzeit werden entsprechende Informationen zum auffordernden und durchführenden Netzbetreiber oder zur Ursache der Maßnahme in sehr verschiedenen Formaten und Umfang veröffentlicht. In der Praxis liegen dem Anlagenbetreiber somit teilweise nur unzureichende Informationen darüber vor, durch wen die Aufforderung zur Maßnahme erfolgte. Mit den vorliegenden Informationen kann der Anlagenbetreiber häufig nicht zweifelsfrei zwischen entschädigungspflichtigen und entschädigungsfreien Maßnahmen unterscheiden. Bei der zu erwartenden Zunahme an entschädigungsfreien Maßnahmen zur Einhaltung der Systembilanz ist demnach eine transparente und nachvollziehbare Differenzierung nach Aufforderndem Netzbetreiber und Ursache der Einschränkung für den Anlagenbetreiber nicht möglich. Weiterhin ist die Entschädigung von Folgekosten für Marktakteure derzeit nicht abschließend geregelt [20]. Hierunter fallen insbesondere Kosten für Ausgleichsenergie beim Bilanzkreismanagement, die beim Direktvermarkter als Folge der Einspeisemanagement-Maßnahme anfallen.

⁵ Im EEG 2014 ist die Härtefallregelung im § 15 EEG 2014 geregelt. Im EEG 2012 sind die Regelung abweichend dazu im § 12 EEG 2012 zu finden.

Nach § 15 (2) EEG kann der Netzbetreiber die Kosten für die nach § 14 i.V.m. § 15 (1) EEG entstandenen Entschädigungszahlungen bei der Ermittlung der Netzentgelte in Ansatz bringen, soweit die Maßnahme erforderlich war und er sie nicht zu vertreten hat. Der Netzbetreiber hat sie insbesondere zu vertreten, soweit er nicht alle Möglichkeiten zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des Netzes ausgeschöpft hat. Die Kosten für die Entschädigungszahlungen werden somit über Netzentgelte der Netzregion des anfordernden Netzbetreibers auf die Stromabnehmer umgewälzt.

Für die Anerkennung der durch die Einspeisemanagement-Maßnahme entstandenen Kosten in den Netzentgelten muss der Netzbetreiber nachweisen, dass die zugrunde liegende Maßnahme erforderlich war, dass der Netzbetreiber sie nicht zu vertreten hatte und dass die Zahlungen den gesetzlich erforderlichen Rahmen nicht übersteigen. Grundsätzlich hat die Bundesnetzagentur das Recht, diese Nachweise zu überprüfen. Einzelne Experten fordern an dieser Stelle mehr Transparenz zum tatsächlichen Umfang der Mindesterzeugung von konventionellen Kraftwerken für den Redispatch oder die Bereitstellung von Regelleistung. Als eine erste Maßnahme werden zum Beispiel im Rahmen des Energieinformationsnetzes⁶ zukünftig vermehrt Daten zur Mindesterzeugung abgefragt. Die Vorgaben zur Ermittlung der Entschädigungszahlungen, z.B. die verschiedenen zulässigen Messverfahren zur Bestimmung der zu entschädigenden Ausfallarbeit für unterschiedliche Anlagentypen, regelt die Bundesnetzagentur in einem separaten Leitfaden [20]. Auch der betroffene Anlagenbetreiber kann beim Netzbetreiber die Vorlage weiterer Informationen, insbesondere zur Ist-Einspeisung am betroffenen Netzknoten, verlangen. Angesichts der Komplexität der zugrundeliegenden Daten und Wechselwirkungen erfordert eine nachträgliche Überprüfung allerdings umfangreiche Kompetenz und Aufwand. In der Praxis wird von diesem Recht deshalb sehr wenig Gebrauch gemacht.

Grundsätze des Einspeisemanagement (Ursache liegt im Netzengpass)

Der regulatorische Rahmen zum Einspeisemanagement folgt den Grundsätzen des EEG. Erneuerbare Energien haben privilegierten Netzzugang. Die Netzbetreiber sind verpflichtet, ihre Netze entsprechend zu erweitern. Die in EE-Anlagen erzeugte Energie wird vorrangig abgenommen und kostendeckend vergütet.

In Anlehnung an die Übersicht in Tabelle 1 erfolgt die Abregelung der EEG und KWK-G geförderten Anlagen nachrangig gegenüber konventionellen Erzeugungsanlagen. Demnach dürfen dezentrale Erzeugungsanlagen grundsätzlich erst dann einbezogen werden, wenn alle weiteren Maßnahmen im Sinne des § 13 EnWG ergriffen wurden und die Erzeugung der konventionellen Anlagen im betroffenen Netzgebiet auf ein netztechnisches Minimum reduziert wurde.

⁶ Hierzu zählen insbesondere Regelungen zu Datenaustauschprozessen durch die Bundesnetzagentur, z. B. Festlegungsbeschluss BK6-13–200.

Tabelle 1 Übersicht zur Rangfolge der Einbeziehung von Erzeugungsanlagen im Rahmen von Maßnahmen gemäß § 13 EnWG

Rangfolge	Maßnahmenart	Betroffene Betriebsmittel	
	Netzbezogene Maßnahmen	Netzschaltungen	
	Marktbezogene Maßnahmen	Konventionelle Anlagen	
	Zwangs- maßnahmen	Konventionelle Anlagen	
		EEG und KWK-G geförderte Anlagen (>100 kW)	
		EEG und KWK-G geförderte Anlagen (≤100 kW, insbesondere PV zwischen 30 und 100 kW)	

Grundsätzlich darf der Netzbetreiber alle nach dem EEG und KWK-G geförderten Anlagen mit einer installierten Leistung von über 100 kW in die Maßnahme zur Abregelung mit einbeziehen. Darüber hinaus sind PV-Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 30 kW und maximal 100 kW nachrangig abzuregeln.

Gemäß § 15 EEG sind Netzbetreiber zur Entschädigung der abgeregelten Energiemengen verpflichtet, sofern die Ursache für das Einspeisemanagement ein Netzengpass im Verteil- oder Übertragungsnetz ist. Der Eigenanteil des Anlagenbetreibers beläuft sich auf maximal 1 % der Einnahmen des laufenden Jahres.

2.3 Beispiele für Eingriffe in die EE-Erzeugung

Die Gründe für die Abregelung von EE-Anlagen im operativen Betrieb der Netzbetreiber oder Marktakteure sind vielfältig. Sowohl Übertragungsnetzbetreiber, als auch Verteilnetzbetreiber und Direktvermarkter passen bei Bedarf die Stromerzeugung der Anlage an. Abbildung 6 und Abbildung 7 bieten eine erste Übersicht und Einordnung der wesentlichen Gründe von Maßnahmen und ordnet sie dem jeweils anfordernden Akteur zu. Die Maßnahmen der einzelnen Akteure beeinflussen sich zunehmend gegenseitig. Ein Grund dafür ist die zunehmende Marktintegration der EE-Anlagen. Beispielsweise führt eine Maßnahme eines Netzbetreibers zu einem direkten Eingriff für den Direktvermarkter der Anlage und umgekehrt.

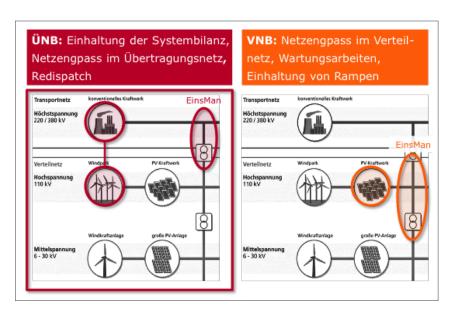
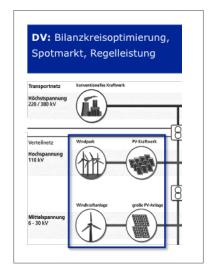


Abbildung 6 Übersicht verschiedener systemtechnischer Ursachen für die Abregelung von EE-Anlagen mit Zuordnung der betroffenen Systemebene (Übertragungsnetzbetreiber, Verteilnetzbetreiber)



Exkurs: Direktvermarktung und Bilanzkreisbewirtschaftung

Strom der gemäß §§ 20, 34 EEG 2014 über einen Direktvermarkter vermarket wird, muss nach § 34 Nr. 3 EEG 2014 in einem Bilanzkreis bilanziert werden. In der Regel treten Direktvermarkter als Bilanzkreisverantwortliche auf und werden beim Übertragungsnetzbetreiber dementsprechend registriert⁶. Im Rahmen der Bilanzkreisbewirtschaftung werden vom Verantwortlichen die eingestellten Fahrpläne bei Prognoseabweichungen untertägig angepasst oder die Anlagen abgeregelt, wenn zu hohe Kosten für Ausgleichenergie aufgrund einer Fahrplanabweichung zu befürchten sind.

Abbildung 7 Übersicht verschiedener marktbedingter Ursachen für die Abregelung von EE-Anlagen durch Direktvermarkter

Unter den aufgelisteten Gründen für die Abregelung von EE-Anlagen bedingen Netzengpässe im Übertragungs- und Verteilnetz derzeit den Großteil der umgesetzten Maßnahmen. Nur diese Maßnahmen der operativen Betriebsführung sind im aktuellen regulatorischen Rahmen als Einspeisemanagement zu bezeichnen. Für die weiteren Maßnahmen, die in der Praxis oft ebenfalls mit "Einspeisemanagement" benannt werden, fehlt es derzeit an einer einheitlichen und konsistenten Terminologie. Vor dem Hintergrund des EE-Zubaus und der weiteren Marktintegration gehen aktuelle Untersuchungen [24] und [21] von einer starken Zunahme dieser Ereignisse aus, in der die Abregelung von EE-Anlagen zur Gewährleistung der Systembilanz und

⁷ Exemplarisch für die Regelzone der TenneT TSO GmbH sind die Bilanzkreisverantwortlichen und deren Bilanzkreise unter dem folgenden Link veröffentlicht: http://www.tennet.eu/de/kunden/bilanzkreise.html

Bilanzkreisbewirtschaftung dient.

Entwicklung von Netzengpässen vor dem Hintergrund des EE-Zubaus

Die Entwicklung von EE-Zubau und Netzausbau verläuft in Deutschland in unterschiedlichen Geschwindigkeiten. Die EE-Nennleistung entwickelt sich dynamisch und stetig. Wichtige Faktoren sind vorgegebene Ausbauziele, ausgewiesene Eignungsflächen, Einspeisevergütung und Erzeugungskosten. Demgegenüber verläuft der Ausbau der Netzkapazitäten in diskreten Stufen und eilt dem EE-Ausbau nach. Insbesondere die Planungszeiträume der Netzplanung und Projektierung unterscheiden sich je nach Systemebene oder Anlagentyp sehr stark voneinander. Es entstehen temporäre Deckungslücken, die eine Abregelung von EE-Anlagen bedingen. Ein wesentlicher Grund hierfür liegt in der derzeit unzureichenden Koordinierung, insbesondere auf regionaler Ebene, zwischen Netzausbau und EE-Zubau [22]. Abbildung 8 zeigt die Zusammenhänge schematisch.

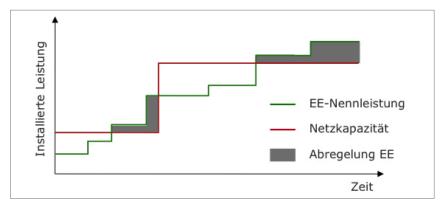


Abbildung 8 Schematische Darstellung der Entwicklung von temporären Netzengpässen aufgrund der differenten Entwicklung der EE-Nennleistung und Netzkapazitäten, Quelle: Ecofys

Sowohl dem Projektierer von EE-Anlagen, der maßgeblich den EE-Ausbau bestimmt, als auch dem Netzbetreiber, der maßgeblich die Netzerweiterung bestimmt, liegen nur unvollständige Informationen zum jeweiligen Verlauf vor. Zeitpunkt und Umfang der sich einstellenden Deckungslücke hängen von zwei wesentlichen Unsicherheiten ab:

- Unsicherheit Netzausbau: Insbesondere der Netzausbauzeitpunkt ist für den Projektierer im Vorfeld nicht sicher planbar
- Unsicherheit EE-Ausbau: Insbesondere die tatsächliche realisierte Nennleistung und deren konkreter Inbetriebnahme Zeitpunkt ist für den Netzbetreiber im Vorfeld nicht sicher planbar

Abbildung 9 zeigt die Konsequenzen der genannten Unsicherheiten. Entweder der Netzausbau verzögert sich (links) und eine große Zahl von Eingriffen in die EE-Erzeugung ist nötig, oder das Netz wird in Erwartung zusätzlicher Erzeugungskapazitäten überdimensioniert (rechts).

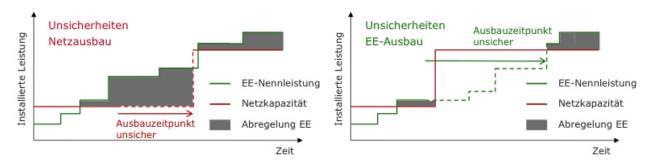
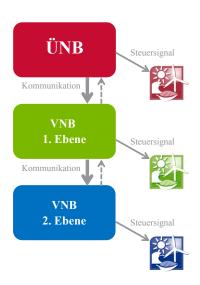


Abbildung 9 Veranschaulichung der Unsicherheiten bezüglich der Bestimmung der sich einstellenden Deckungslü-cken bzw. Netzengpässe

Grund 1: Netzengpass im Übertragungsnetz

Beschreibung



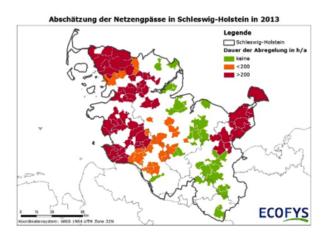
Bestehen Netzengpässe auf Übertragungsnetzebene, obwohl alle Optionen des konventionellen Engpassmanagements (Redispatch und Wirkleistungsreduktion auf Must-Run-Kapazität konventioneller Kraftwerke) ausgeschöpft sind, erfolgt nachrangig die Einspeisereduzierung von EE-Anlagen. In Deutschland führen derzeit nur TenneT und 50Hertz EinsMan-Maßnahmen aufgrund von Engpässen durch. Grund sind insbesondere überlastete Netzelemente auf der Nord-Süd-Achse und zur Grenze nach Polen

Abbildung 10 Schematischer Ablauf der Kaskade zur Abregelung von EE-Anlagen aufgrund von Engpässen im Übertragungsnetz.

Netzebene	Übertragungsnetz
Wirkung	Lokale Überlastung von Betriebsmitteln im Übertragungs- netz (Transformator oder Freileitungen)
Ursache	Horizontaler Netzengpass (insbesondere Freileitungen in der 380/220 kV Netzebene): Direkte Einspeisung von EE-Anlagen im Übertragungsnetz Vertikaler Netzengpass (insbesondere Transformatoren an Netzverknüpfungspunkten zum Verteilnetz): Zu hohe Rückspeisung aus dem Verteilnetz (konkrete Ursache ist für ÜNB unklar)
Anfordernder Akteur	Übertragungsnetzbetreiber
Beteiligte Akteure in der operativen Umsetzung	Überwiegend werden unterlagerte Verteilnetzbetreiber zur Abregelung der EE-Einspeisung aufgefordert. Bei horizontalen Netzengpässen sendet der Netzbetreiber ein Signal zur Abregelung an größere Windparks, die direkt am Übertragungsnetz angeschlossen sind.
Regulative Einbettung	Die Maßnahmen erfolgen auf Basis von § 13 (2) EnWG i.V.m. § 14 EEG 2014 und sind entschädigungspflichtig. Die ÜNB führen die Umsetzung mittels der im BDEW-VKU Leitfaden [23] abgestimmten Kaskade durch.

Grund 2: Netzengpass im Verteilnetz

Beschreibung	Vergleichbar mit Netzengpässen im Übertragungsnetz kommt es in Verteilnetzen aufgrund der stark abweichenden Entwicklung von EE- und Netzausbau seit einigen Jahren vermehrt zu Überlastungen von Betriebsmitteln. Dieses relativ junge Phänomen ist überwiegend in ländlichen Regionen mit einer sehr hohen EE-Penetration vorzufinden. Teilweise sind durch die Rückspeisung auch übergeordnete Netzebenen betroffen. Die Entscheidung zur Abregelung wird vom jeweiligen Betriebsführer in der Netzleitstelle während des operativen Betriebs getroffen.
Netzebene	Verteilnetz, Rückwirkung auf höhere Netzebenen möglich
Wirkung	Lokale Überlastung von Betriebsmitteln (Transformator oder Freileitungen/Kabel), insbesondere in der HS und HS/ MS
Ursache	Direkte Einspeisung von Wind- oder Solarparks in der Hochspannung oder zu hohe Rückspeisung aus unterlager- ten Spannungsebenen, in diesem Fall insbesondere durch Photovoltaik.
Anfordernder Akteur	Verteilnetzbetreiber
Beteiligte Akteure in der operativen Umsetzung	In der Regel erhalten Windparks und –anlagen, teilweise auch Solarparks über eine bidirektionale Kommunikationsschnittstelle der NB ein Signal zur Leistungsreduktion. In Süddeutschland werden zusätzlich PV-Anlagen über unidirektionale Signalwege des NB angesteuert. Betroffene Anlagenbetreiber müssen über die Maßnahmen informiert werden. Weitere Akteure wie DV oder ÜNB müssen nicht einbezogen werden.
Regulative Einbettung	Gemäß § 14 EnWG gelten für Verteilnetzbetreiber die gleichen Pflichten aus § 13 EnWG wie für Übertragungsnetzbetreiber. Demnach erfolgen die Maßnahmen auf Basis vom § 13 (2) EnWG i.V.m. § 14 EEG 2014 und sind entschädigungspflichtig



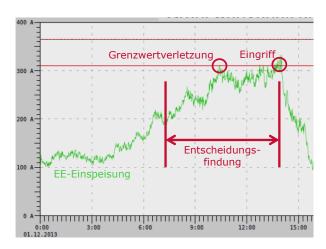


Abbildung 11 Abschätzung der Intensität der Maßnahmen zur EE-Abregelung im Verteilnetz der Schleswig-Holstein Netz AG in 2013 (links), exemplarische Darstellung der operativen Durchführung einer EinsMan-Maßnahme (rechts), Quellen: [28], Edis

_			_	
Canad	つ.	Einhaltung	. 4040	Systembilanz
(1111111	.n:	rumanumy	uers	vstembnanz

Beschreibung	Nach [25] nehmen bereits in den nächsten Jahren Ereignisse zu, in denen die potentielle EE-Erzeugung die Nachfrage übersteigt ⁷ . In solchen Fällen ist zur Gewährleistung der Systemsicherheit eine Abregelung von EE-Anlagen notwendig. Grundsätzlich können sich solche Ereignisse räumlich und zeitlich mit den anderen Fallbeispielen überlagern.
Netzebene	Übertragungsnetz
Wirkung	Ungleichgewicht der Systembilanz
Ursache	Globale Überspeisung im deutschen Verbundsystem durch EE-Anlagen
Anfordernder Akteur	Übertragungsnetzbetreiber
Beteiligte Akteure in der operativen Umsetzung	Anhand eines vordefinierten Verteilungsschlüssels fordern Übertragungsnetzbetreiber eine Einspeisereduktion in unterlagerten Verteilnetzen an. Die weitergehende Umsetzung zur Abregelung von EE-Anlagen obliegt den Verteilnetzbetreibern.
Regulative Einbettung	Im Gegensatz zu Maßnahmen zur Behebung von Netzeng- pässen erfolgt die Durchführung auf Basis des § 13 (2) EnWG ohne Entschädigung der Anlagenbetreiber.

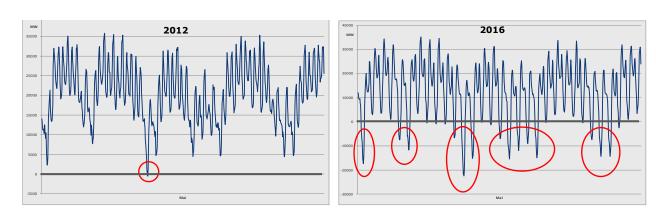


Abbildung 12 Abschätzung der Entwicklung der potentiell notwendigen Abregelung von EE-Anlagen, die zur Einhaltung der Systembilanz notwendig sind, Quelle: [24]

Anmerkung: Eine Abschätzung des zu erwartenden Umfangs solcher Maßnahmen übersteigt den Rahmen dieser Studie. Indikative Werte für die Konsequenzen der Maßnahmen für die Einhaltung der Systembilanz liefern vorangegangene Arbeiten [25]. Sie deuten auf einen deutschlandweit geringfügig steigenden Ertragsverlust bei einer zunehmenden EE Durchdringung der Nachfrage. [25] schätzt die notwendige EE-Abregelung zur Einhaltung der Systembilanz mit 3 bis 4 % bei einer EE-Durchdringung von 68 % der jährlichen Nachfrage im Jahr 2030 ab. Der tatsächliche Umfang ist stark vom Kraftwerkspark und den vorhandenen Flexibilitäten im Stromversorgungssystem abhängig.

⁸ Im Jahr 2012 wurden von den deutschen Übertragungsnetzbetreiber zwei Maßnahmen zur Einhaltung der Systembilanz durchgeführt. Quellen: 50Hertz, TenneT

Grund 4: Wartungsarbeiten und Baumaßnahmen

Kurzbeschreibung	Zur Netzerweiterung erfolgen zunehmend Baumaßnahmen, die die maximal mögliche Einspeisung in der betroffenen Region temporär einschränken. Um die Einhaltung der begrenzten Netzkapazitäten und die Sicherheit der Baumaßnahme selbst zu gewährleisten, erfolgt durch den Netzbetreiber eine Abregelung von EE-Anlagen.
Netzebene	Insbesondere Verteilnetze
Wirkung	Lokale und temporäre Abschaltung von Netzelementen (Transformator oder Freileitungen/Kabel) bzw. Begrenzung der Netzkapazitäten/maximalen Einspeisung
Ursache	Wartungsarbeiten und Baumaßnahmen
Anfordernder Akteur	Verteilnetzbetreiber
Beteiligte Akteure in der operativen Umsetzung	Analog zu Netzengpässen im Verteilnetz erfolgt die Signalvorgabe zur Abregelung durch den Netzbetreiber. Zusätzlich werden die Anlagenbetreiber teilweise im Vorfeld über den Zeitraum und Ort der Wartung informiert. Durch eine frühzeitige Information können Anlagenbetreiber ihre Wartungen ebenfalls für die Zeiten planen, in denen sie wegen der Baumaßnahmen oder Wartungsarbeiten des Netzbetreibers abgeschaltet sind.
Regulative Einbettung	Nach der Clearingstelle [26] fallen Wartungsarbeiten nicht unter den § 14 EEG. Die Frage der Entschädigungszahlung durch den Netzbetreiber ist in der Praxis bisher nicht einheitlich und in der Rechtsprechung unklar geregelt. Eine allgemeine Pflicht zur Koordinierung und Informationsbereitstellung besteht derzeit nicht, könnte die finanziellen Auswirkungen der Abregelung aber vermindern.

Grund 5: Einhaltung von Rampen

Kurzbeschreibung	Lokale meteorologische Phänomene können insbesondere bei großen Solarparks und vereinzelt auch bei großen Windparks zu einer starken Fluktuation der Einspeisung führen. Die auftretenden Gradienten übersteigen die dynamische Grenzwertanforderung der Netzbetriebsführung und erfordern eine Vorgabe von An- und Abfahrrampen für den Netzverknüpfungspunkt oder eine dauerhafte Einschränkung der maximalen Einspeisung.
Netzebene	Verteilnetz
Wirkung	dynamische Überlastung der Betriebsmittel vom Netzbe- treiber zur Anbindung größerer Wind- und Solarparks
Ursache	Starke Leistungsgradienten von mehr als 5 MW/min bei einem Durchzug von sonnenverschattenden Wolken oder durchziehenden windreichen Unwetterlagen.
Anfordernder Akteur	Verteilnetzbetreiber
Beteiligte Akteure in der operativen Umsetzung	Anlagenbetreiber und Netzbetreiber stimmen maximal zulässige Leistungsrampen im Vorfeld ab. Bedarfsweise werden EE-Anlagen im operativen Betrieb in ihrer maximalen Einspeisung beschränkt.
Regulative Einbettung	Vorgabe erfolgt auf Basis bilateraler Vereinbarungen zum Netzanschluss zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetrei- ber. Eine Vergütungsregelung im Rahmen einer Bereitstel- lung als Systemdienstleistung ist derzeit offen.

Anmerkung: Eine fundierte Abschätzung der Ertragsverluste durch Begrenzung von Einspeisegradienten entbehrt noch einer soliden Datengrundlage. Hierzu wären für die verschiedenen Technologien, Projektgrößen und charakteristische Standorte langfristige Messungen der Einspeisung – z.B. über ein Jahr – mit Auflösung im Sekundenbereich erforderlich.

Grund 6: Einbeziehung in Redispatch-Maßnahmen

Kurzbeschreibung	Marktmaßnahmen zur Beseitigung von Netzengpässen mit einem energetischen und bilanziellen Ausgleich gemäß § 13 (1) EnWG erfolgen aktuell nur unter Einbeziehung von konventionellen Kraftwerken. Die Abregelung von EE-Anlagen führt gegenwärtig stets zu einer Abweichung der Systembilanz und resultiert tendenziell in einem Mehrbedarf an Regelleistung. Derzeit testen Netzbetreiber in Pilotprojekten Möglichkeiten zum energetischen und bilanziellen Ausgleich bei der Abregelung von EE-Anlagen.
Netzebene	Übertragungsnetz und Verteilnetz
Wirkung	Energetische und bilanzielle Ungleichgewichte durch die Beseitigung von Netzengpässen (im Verteilnetz)
Ursache	Regulatorische Ausgestaltung des Einspeisemanagements
Anfordernder Akteur	Netzbetreiber
Beteiligte Akteure in der operativen Umsetzung	Grundsätzlich sind insbesondere der Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber sowie der Direktvermarkter beteiligt. Eine einheitliche und klare Regelung der operativen Umsetzung fehlt derzeit.
Regulative Einbettung	Der reguläre Redispatch erfolgt gemäß § 13 (1) EnWG. Der regulatorische Rahmen für die Einbeziehung von EE-Anlagen ist derzeit unklar.

Grund 7: Optimierung durch Direktvermarkter/Händler (Bilanzkreisoptimierung, Verhalten bei negativen Spotmarktpreisen oder Regelleistung)

Kurzbeschreibung	Die zunehmende Marktintegration der EE-Anlagen lässt diese verstärkt auf Marktsignale reagieren. Da die Marktsignale globale Größen darstellen, wählt der Direktvermarkter die konkrete Anlage weitgehend ohne Berücksichtigung von lokalen Netzrestriktionen aus.
Netzebene	Verteilnetz und teilweise Übertragungsnetz
Wirkung	Marktgetriebene (positive oder negative) Wirkleistungsan- passung von EE-Anlagen innerhalb eines Bilanzkreises im Rahmen eines Kundenportfolios unabhängig von belaste- ten oder unbelasteten Netzelementen.
Ursache	Prognosefehler, Möglichkeiten zur wirtschaftlichen Opti- mierung im Intraday-Handel, negative Spotmarktpreise, Regelleistungsabruf durch Übertragungsnetzbetreiber
Anfordernder Akteur	Direktvermarkter/Stromhändler (Bilanzkreisverantwortlicher) ⁸
Beteiligte Akteure in der operativen Umsetzung	Im Rahmen der marktgetriebenen Steuerung der EE-Anlagen erfolgt die operative Betriebsführung in der Regel autonom durch den Direktvermarkter in Koordination mit dem Betriebsführer ⁹ . Nur in Einzelfällen erfolgt die Signalvorgabe für die Anlage über die Kommunikationsinfrastruktur des Netzbetreibers.
Regulative Einbettung	Beispielsweise fordert der § 24 EEG 2014 eine Verringerung der Förderung von EEG-Anlagen (mit einem Inbetriebnahmejahr ab 2016) in der Direktvermarktung, sofern in mindestens sechs aufeinanderfolgenden Stunden der Spotmarktpreis negativ ist. Diese 6h-Regel kann potentiell eine signifikante Abregelung von Windeinspeisung seitens der Marktakteure auslösen und ist damit auch in Wechselwirkung mit der Einhaltung der Systembilanz zu sehen.

⁹ Die bilanzielle Abwicklung der Handels-, Vertriebs- und Netzaktivitäten in einer Regelzone erfolgt über sogenannte Bilanzkreise, die von einem Bilanzkreisverantwortlichen bewirtschaftet und verantwortet werden. Alle Bilanzkreisverantwortlichen sind beim Übertragungsnetzbetreiber registriert und fungieren als Schnittstelle zwischen Übertragungsnetzbetreiber und Marktakteur. In der Regel sind größere Direktvermarkter oder Stromlieferanten als Bilanzkreisverantwortliche registriert. Exemplarisch für die Regelzone der TenneT TSO GmbH sind die Bilanzkreisverantwortlichen und deren Bilanzkreise unter dem folgenden Link veröffentlicht: http://www.tennet.eu/de/kunden/bilanzkreise.html. Für weitere Erläuterungen wird auf den Exkurs in Abschnitt 2.3 verwiesen.

¹⁰ Bei der Bereitstellung von Regelleistung erfolgt der Abruf durch den Übertragungsnetzbetreiber. Die operative Umsetzung und Auswahl der Anlagen verbleibt beim Marktakteur.

2.4 Zwischenfazit – Herausforderungen und offene Fragen des bestehenden Rahmens

Der Umfang und die Vielfalt an Maßnahmen zur Abregelung von EE-Anlagen werden weiter ansteigen. Wesentliche Gründe hierfür sind,

- der anhaltende Zubau und die weitere Marktintegration von EE-Anlagen sowie
- die zeitlichen Verzögerungen im Netzausbau auf allen Netzebenen.

Die von einer Abregelung betroffenen Netzregionen weisen in der räumlichen und zeitlichen Ausprägung sehr heterogene Eigenschaften auf. Die Intensität der Abregelung ist in den betroffen Regionen sehr verschieden und kann einen anteiligen Verlust des Jahresenergieertrags zwischen 0,1 % und mehr als 10 % ausmachen.

Der Großteil der Maßnahmen zur Abregelung dezentraler Erzeugungsanlagen ist aktuell dem Einspeisemanagement nach § 14 EEG 2014 zuzuordnen. Vor dem Hintergrund der zu erwartenden Zunahme und Vielfalt an Ereignissen, die eine Abregelung begründen, steigt die Komplexität der Abgrenzung zwischen Ursache und Wirkung zukünftig weiter an. Die Zunahme an Markteingriffen erhöht weiterhin im gleichen Maße die Reibungsflächen zwischen den vorhandenen Marktmechanismen und dem Netzbetrieb. Hier sind zahlreiche Aspekte komplett ungeregelt, es gibt ausschließlich individuelle Vereinbarungen zwischen NB und DV.

Unvollständige Informationen auf Seiten der betroffen Akteure erhöhen die Komplexität der operativen und diskriminierungsfreien Umsetzung und Ineffizienzen. Hierunter fallen insbesondere

- ein fehlendes transparentes EinsMan-Register,
- eine konsistente Terminologie sowie
- die fehlende Abstimmung zwischen den Netzbetreibern und Marktakteuren im Planungsprozess und operativen Betrieb.

Neben den asymmetrischen Informationen sind weiterhin zahlreiche regulatorische Fragen der aktuellen Ausgestaltung zur Abregelung von EE-Anlagen ungeklärt:

- Inwieweit soll eine diskriminierungsfreie Abregelung erzielt werden? (Rangfolge innerhalb der EE- und KWK-Anlagen sowie zwischen Bestand- und Neuanlagen)
- Welche Grundsätze gelten für eine volkswirtschaftlich effiziente Abregelung?
- Welche Maßnahme hat Vorrang? Regelenergieabruf (Frequenzhaltung) oder EinsMan (n-1-Kriterium)?
- Welche technischen Gründe ziehen eine Entschädigungspflicht nach sich? (Netzwartungsarbeiten, überregionale Exportrestriktionen, etc.)
- Welche Folgekosten sind entschädigungsfähig? (Kosten für Ausgleichsenergie?)
- In welchem Umfang sollen negative Preissignale eine gleichzeitige Abregelung von großen Mengen an EE-Strom bedingen? (6h-Regel gemäß § 24 EEG 2014)

3 Vorschläge zur Beeinflussung der EE Einspeisung

Der vorangegangene Abschnitt hat gezeigt, wie vielfältig die Notwendigkeiten und Wechselwirkungen sind, die eine zeitweilige, koordinierte Beeinflussung der EE Einspeisung nach sich ziehen. Dieser Abschnitt gibt einen Überblick zu den ebenso vielfältigen Vorschlägen zur verbesserten Ordnung der Prozesse, technischen Verfahrensweisen und regulativen Rahmenbedingungen. Im Folgenden werden wesentliche Vorschläge beschrieben und hinsichtlich ihrer Wirkungen eingeordnet.

3.1 Methodik

Einige der Vorschläge zielen auf die Optimierung technischer Prozesse, andere betreffen die Marktorganisation, wieder andere den regulativen Rahmen oder Vergütungsfragen. Eine vergleichende oder gar quantitative Bewertung auf Basis einer einheitlichen Metrik ist angesichts dieser Diversität nur sehr eingeschränkt möglich.

Im Folgenden werden die einzelnen Vorschläge deshalb qualitativ ausgewertet.

Zunächst werden die Wirkungsfelder herausgearbeitet und die angedachte Umsetzung erörtert. Sofern diese explizit formuliert sind, werden auch die beabsichtigten Ziele dargelegt. Angesichts der Relevanz steht der im Weißbuch des Bundeswirtschaftsministeriums formulierte Vorschlag bei den Betrachtungen im Mittelpunkt.

Die Betrachtungen werden in drei Bereiche untergliedert:

- technisch ausgerichtete Ansätze zur Gewährleistung eines sicheren und zuverlässigen Systembetriebs (Netz-Ampelsysteme),
- regulatorische Ansätze zur koordinierten Planung und Bewirtschaftung von Netzbetriebsmitteln und EE Einspeisung mit beabsichtigten Auswirkungen für Projekt-, Infrastruktur- und Investitionsentwicklung und letztlich
- Vergütung- und Entschädigungsregelungen und deren Bedeutung für die zuvor diskutierten Ansätze.

3.2 Ansätze zur Gewährleistung eines sicheren und zuverlässigen Systembetriebs – Ampelsysteme

Derzeit wird ein sicherer Systembetriebs u.a. über das Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG (2014) (Vgl. Abschnitt 2.2) gewährleistet. Die Regelungen der §§14, 15 EEG machen keine Vorgaben zu der Koordinierung von Verteilnetzbetreibern und Übertragungsnetzbetreibern. In diesem Zusammenhang gibt es eine Reihe von Vorschlägen und Implementierungen zu sogenannten Netzampelsystemen:

ENTSO-E Regional Alarm and Awareness System (RAAS) [13]:

Auf Grundlage der ENTSO-E Grid Codes (insbesondere zu Operational Security) soll ein einheitlicher Informationsaustausch zwischen ÜNB zum Status der Regelzone die Systemsicherheit sicherstellen. Das Konzept wurde infolge der UCTE Großstörung im November 2006 erarbeitet. Bei dieser waren u.a. durch mangelhafte Kommunikation zwischen den Übertragungsnetzbetreibern weite Teile Westeuropas von einem Blackout betroffen. Die Stufe gelb erfordert dabei die Durchführung von Netzsicherheitsmaßnahmen (§ 13(2) EnWG) (Vgl. Abbildung 13)

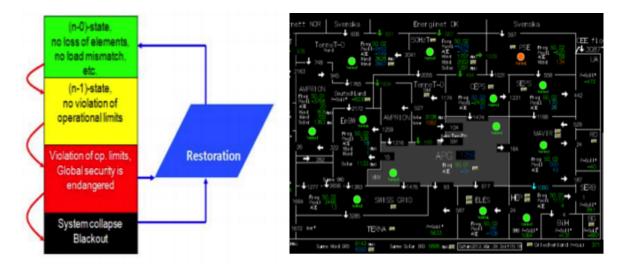


Abbildung 13 Schematische Darstellung des Systemstatus im europäischen Verbundsystem anhand von 5 Stufen/Farben (links); Übersicht der Statusinformation in allen europäischen Regelzonen; Quelle: ENTSO-E

Netzampel in der Regelzone der 50 Hertz Transmission GmbH [10]:

Die Grundlage für dieses regionale Projekt bildet ein bilaterales Abkommen zwischen den VNB und 50Hertz. Ziel ist ein automatisierter Austausch von Messdaten zwischen ÜNB und VNB und damit ein Informationsmehrwert für Leitwarten (Vgl. Abbildung 14). Der Schwerpunkt liegt auf dem Datenaustausch zwischen ÜNB und VNB. Perspektivisch ist die Einbindung der Anlagenbetreiber und Direktvermarkter denkbar, um diese über geplante Einspeisemanagement Schaltungen frühzeitig zu informieren. Bisher sind nur VNB mit EinsMan integriert. Die Ampel wird sukzessive weiterentwickelt. Stufe gelb bedeutet, dass Netzsicherheitsmaßnahmen (primär EinsMan) notwendig sind.



Abbildung 14 Schematische Darstellung des Ampelsystems in der 50Hertz Regelzone, Quelle: Eigene Darstellung

Einführung eines Netzampelsystems im Rahmen vom Smart Market [7], [5]: Auch der BDEW hat ein Netzampelsystem vorgeschlagen, auf Grundlage der BDEW Smart Grid Roadmap und des Eckpunktepapiers der Bundesnetzagentur [5]. Ziel ist die verstärkte Interaktion zwischen Markt und Netzbetreibern und die Signalisierung von lokalem Flexibilisierungsbedarf. Die Ausarbeitung eines konkreten Vorschlags verzögert sich derzeit. Stufe gelb signalisiert eine potentielle Systemgefährdung. Die Netzbetreiber dürfen in diesem Fall Flexibilität vom lokalen Markt abrufen. (Vgl. Abbildung 14)

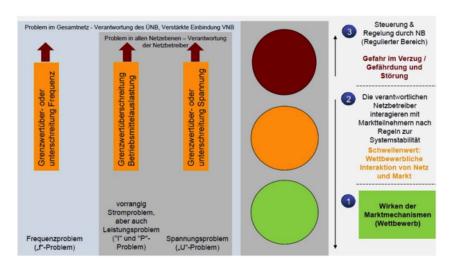


Abbildung 15 Schematische Übersicht des Ampelkonzepts vom BDEW, Quelle: BDEW

Alle Vorschläge beabsichtigen eine signalisierende Wirkung im operativen Netzbetrieb, und sind nicht unmittelbar verknüpft mit einer Abregelung von EE Anlagen. Marktteilnehmer sollen sich auf Maßnahmen seitens der Systemund Netzbetreiber einstellen können und diese ggf. aus eigener Verantwortung unterstützen. Deshalb treffen diese Ansätze in der Regel auch keine Aussagen dazu, wie mit den (wirtschaftlichen) Konsequenzen der Maßnahmen für die individuellen Betreiber zu verfahren ist. Die Instrumente sind eingebettet in den bestehenden rechtlichen Rahmen.

Die beschriebenen Vorschläge für Ampelsysteme sind vorrangig technisch motiviert. Sie haben eine Signalfunktion für den abgestimmten operativen Betrieb der Netzbetreiber untereinander oder gegenüber den Marktteilnehmern. Mit Hilfe der bereitgestellten zusätzlichen Informationen können Akteure am Markt besser auf netzseitige Restriktionen reagieren und durch entsprechende Maßnahmen eigenständig zur effizienten Bewältigung von systemtechnischen Engpässen beitragen. Ob sich diese angestrebte Wirkung verwirklicht, lässt sich im gegenwärtigen Entwicklungsstadium allerdings kaum belegen.

Die existierenden Mechanismen und die Vorschläge machen keine Vorgaben dazu, wie eine Abregelung von EE Erzeugung konkret operativ organisiert werden sollte. Zur Betroffenheit einzelner Akteure können deshalb keinerlei Schlussfolgerungen aus den Vorschlägen abgeleitet werden. Konsequenterweise beziehen sie auch keine Position hinsichtlich der Entschädigung von Ertragsausfällen oder der Wälzung entsprechender Kosten.

3.3 Ansätze mit Auswirkungen für die Projekt-, Infrastruktur- und Investitionsentwicklung

Die jüngste Novellierung des EEG sieht gegenüber den vorangegangenen Fassungen des Gesetzes keine grundsätzlichen Änderungen der gesetzlichen Regelungen vor. Im Vorfeld der Novellierung gab es verschiedene Vorschläge, die eine Änderung der Härtefallregelung (§15) zu Lasten des Betreibers anregten. In erster Linie sollte der entschädigungsfreie Ertragsausfall erhöht werden. Die Auswirkungen einer Änderung der Härtefallregelung werden im Abschnitt 3.4 näher diskutiert. Eine Änderung der operativen Umsetzung des Einspeisemanagements war nicht Bestandteil und Zweck der Vorschläge.

Das Ziel des diskutierten Vorschlags im Rahmen der Novellierung war eine Reduktion der EEG-bedingten Kosten, auch wenn diese nicht die EEG Umlage selbst betrafen. Im Hintergrund stand auch der grundsätzliche Vorbehalt gegenüber der Zahlung von Vergütungen für nicht eingespeisten Strom. Solche Vorschläge standen bzw. stehen damit konträr gegenüber der Argumentation, die der Härtefallregelung im EEG zugrunde liegt. Diese Regelung zielt darauf ab, das durch den Einspeisewilligen nicht beeinflussbare Risiko einer unzureichenden Infrastruktur aufzufangen und weiteren EE Ausbau zu ermöglichen.

3.3.1 Weißbuch – 3 %-Ansatz im Rahmen der Netzplanung

Im Weißbuch des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Maßnahme 14) wird ein neuer Ansatz bei der Netzplanung angeregt, der ein begrenztes Einspeisemanagement dezentraler Erzeugungsanlagen vorsieht:

" ... Die Abregelung von Windkraft- und Solaranlagen – oft auch "Spitzenkappung" genannt – kann den Netzausbaubedarf erheblich verringern. Übertragungsnetzbetreiber erhalten daher die Vorgabe zur "Spitzenkappung": Bei der Netzplanung ist die jährliche Stromerzeugung je angeschlossener Onshore-Windenergieanlage und Photovoltaikanlage um bis zu drei Prozent zu reduzieren. [...] Auf der Verteilernetzebene erhält der Netzbetreiber die Möglichkeit, die Spitzenkappung seiner Netzplanung zu berücksichtigen. [...] Redispatch und Entschädigungsregelungen bleiben erhalten. ..." 11

Der Vorschlag ist gegenüber der bisherigen Praxis im Verteilnetz grundsätzlich neu. Im Übertragungsnetz sind die ÜNB seit dem Netzentwicklungsgplan (NEP) für 2023 verpflichtet eine Spitzenkappung von onshore Wind und PV Anlagen als Sensitivität zu berechnen. Bevor Auswirkungen ermessen und bewertet werden können, muss dieser Vorschlag in konkrete Vorgaben und Handlungsanweisungen übersetzt werden. Zweifelsfrei bringt der Ansatz sowohl für die Netzplanung als auch für den Netzbetrieb Konsequenzen mit sich. Zu beiden Aspekten werden im Folgenden absehbare Fragen erörtert, die bei der Überführung in Handlungsvorgaben zu berücksichtigen sind.

¹¹ Die Kompensation ist wesentlicher Bestandteil des Vorschlags. Ihre Bedeutung wird diskutiert unter 3.2.3. ebenso wie Konsequenzen, sollte die Kompensation zur Diskussion gestellt werden.

Herausforderungen in der Netzplanung

Die grundsätzliche Neuerung für die Netzplanung besteht darin, dass nicht wie bisher eine Momentaufnahme des auslegungsrelevanten Netz**zustandes** hinreichend ist für die Bemessung der Betriebsmittel. Durch den Übergang auf einen Anteil des Jahresertrages muss ein bilanzieller Ansatz gewählt werden, der die Einspeisung über eine Jahres**periode** bewertet.

Dabei muss unweigerlich sogar ein Betrachtungszeitraum über mehrere Jahre als Ausgangspunkt gewählt werden. Die Einspeisung aus Windanlagen schwankt ebenso wie die aus Solaranlagen meteorologisch bedingt erheblich. Die jährlichen Erträge weichen selbst über mehrere aufeinanderfolgende Jahre vom prognostizierten oder langjährig beobachteten Mittel ab. Die Varianz liegt im zweistelligen Prozentbereich des mittleren Jahresertrages. Das zeigt sich auch in den Kurven der nach Leistung sortierten jährlichen Einspeisungen, den Leistungsdauerkennlinien, die an einem Standort gemessen werden können. Abbildung 16 zeigt beispielhaft die Leistungsdauerkennlinien eines Windparks mit drei Windturbinen und einer installierten Gesamtleistung von 6 MW für zwei windschwache (blau, rosa) und ein windstarkes Jahr (rot).

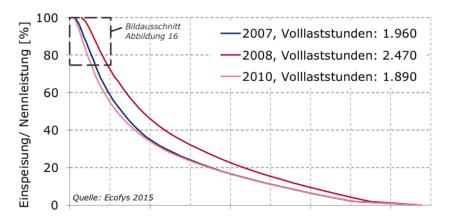


Abbildung 16: vergleichende Darstellung der sortierten Einspeiseleistung (Leistungsdauerkennlinien) eines Windparks auf Basis realer Messungen: zwei windschwache Jahre (blau und rosa) und ein windstarkes Jahr (rot).

Mit der waagerechten Linie im vergrößerten Ausschnitt in Abbildung 17 ist zusätzlich das Niveau angedeutet, auf dem die Einspeiseleistung des Windparks bei einem Ertragsverlust von 3 % in den verschiedenen Jahren statisch gekappt werden könnte. In einem windschwachen Jahr wäre eine Absenkung der auslegungsrelevanten Anschlussleistung auf 79 % oder 80 % der installierten Leistung möglich. Für ein windstarkes Jahr muss allerdings eine Einspeiseleistung von ca. 85 % angesetzt werden, um die vorgegebenen 3 % Ertragsverlust nicht zu überschreiten.

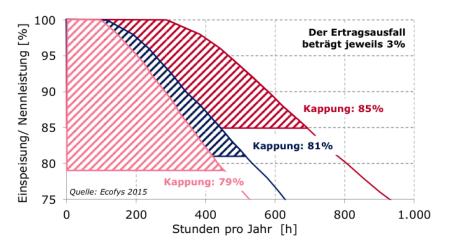


Abbildung 17 Permanente Kappung der Einspeiseleistung als Teil der Nennleistung, die einen Ertragsausfall von 3 % nach sich zieht, für drei verschiedene Windjahre (rot windstarkes Jahr, blau und rosa windschwache Jahre).

Im Umkehrschluss folgt, dass eine Dimensionierung der Netzanschlusskapazität für den windschwachen Fall (z.B. Kappung hier 79 %) in einem windstarken Jahr bis zu 5 % Ertragsverlust nach sich ziehen würde. Eine Auslegung gemäß des im Weißbuch gewählten Ansatzes müsste demzufolge windstarke Jahre als Ausgangspunkt wählen. Im vorliegenden Fall lässt sich gemäß Abbildung 17 eine potenzielle Reduktion der für den Windpark planerisch anzusetzenden Netzkapazitäten von bis zu 15 % vermuten.

Die Entwicklung der Anlagenauslegung bringt zusätzliche Unsicherheiten für die Bilanzierung unter Berücksichtigung des 3 % Ansatzes mit sich. Zunehmend werden Anlagen nicht für Leistungsspitzen sondern für eine Verstetigung der Einspeisung ausgelegt. Beispiele sind Windenergieanlagen für windschwache Regionen mit einer größeren Rotorfläche im Verhältnis zur Generatorleistung oder PV-Anlagen mit einer hohen Modulleistung im Verhältnis zur Wechselrichterleistung. Die angepasste Anlagenauslegung bedingt eine weitere Verflachung der jährlichen Leistungsdauerkennlinie, ähnlich der eines windstarken Jahres. Dadurch dürfte die bemessungsrelevante Anlagenleistung unter Berücksichtigung des 3 % Ansatzes noch näher an der Nennleistung liegen. Für die Abschätzung der Wechselwirkung zwischen der Entwicklung der Anlagenauslegung und der Umsetzung des 3 %-Ansatzes liegen bisher keine belastbaren Untersuchungen vor. Für den angeführten Windpark ist davon auszugehen, dass die Bemessungsleistung des Netzanschlusses bei Einsatz von Windkraftanlagen, die für Binnenlandstandorte und eine verstetigte Einspeisung optimiert wurden, bei ca. 90 % der Nennleistung liegen dürfte.

Dieses physische Reduktionspotential entspricht nicht unbedingt der möglichen Verminderung von Investitionen seitens des Netzbetreibers. Erstens werden wesentliche Komponenten und Betriebsmittel (Transformatoren, Leistungsschalter, u.ä.) in diskreten Stufungen angeboten, so dass der Bemessungswert bei der Komponentenauswahl nicht exakt getroffen wird. Zweitens steigen die Investitionen oft nicht verhältnismäßig mit der gewählten Leistung. Das prägnanteste Beispiel sind Erdkabel, bei denen ein Großteil der Kosten für bauliche Maßnahmen und Verlegung veranschlagt werden müssen. Diese sind weitgehend unabhängig vom Kabelquerschnitt. Eine planerische Reduktion der Übertragungsleistung für eine vorgegebene Trasse um 10 % bis 15 % erlaubt in der Praxis keine nennenswerten Einsparungen. In diesem Fall dürfte die dem Netzbetreiber eröffnete Möglichkeit, vom 3 % Ansatz Gebrauch zu machen, in den Planungsentscheidungen nur eine untergeordnete Rolle spielen.

Die Betrachtung eines einzelnen Windparks ist gegenüber der Planungspraxis allerdings eine drastische Vereinfachung. In der Regel werden für die Auslegung der Betriebsmittel verschiedene, nur bedingt voneinander abhängige Lastflüsse aus Einspeisungen und hin zu Endkunden bestimmend sein. Damit werden Gleichzeitigkeitsfaktoren mit den zugehörigen Sicherheitsabschlägen zu berücksichtigen sein, vor denen die oben hergeleiteten Reduktionspotentiale weiter in den Hintergrund treten. Andererseits erlaubt der Ansatz eventuell gerade die Verminderung planerischer Unsicherheiten und damit der Sicherheitsabschläge in solchen komplexen Situationen.

Zusammenfassend kann auch geschlussfolgert werden, dass eine vorgegebene Marke für bewusst tolerierte Ertragsverluste in Anlehnung an das Weißbuch angesichts der jährlichen Schwankungen und inhärenten Planungsunsicherheiten ausschließlich eine Bemessungsgröße für die Netzplanung ist. Die realen Ertragseinbußen bei Begrenzung der Netzkapazitäten werden nur in Einzelfällen tatsächlich mit der Bemessungsgröße (3 %) übereinstimmen. Für den Netzbetrieb ist dieser Wert keine bestimmende Führungsgröße, der angestrebt oder dessen genaue Einhaltung in jährlichen Abrechnungen überprüft werden kann.

Herausforderungen in der Umsetzung

Die Frage, ob für die Netzplanung nur neue Projekte ab Inkrafttreten des Vorschlags zur erweiterten Abregelung herangezogen werden oder ob auch Bestandsanlagen verstärkt an Abregelungen beteiligt werden, blieb im Grünbuch offen. Würde auf eine Beteiligung der Bestandsanlagen verzichtet wäre das effektive Potential zur Beeinflussung der Netzbelastung verschwindend gering. Deswegen wird in der dem Vorschlag zugrundeliegenden BMWi Verteilernetzstudie [3] eine Beteiligung aller Anlagen auch als gegeben vorausgesetzt. Das setzt wegen des zu gewährleistenden Bestandsschutzes allerdings die Beibehaltung der Härtefallregelung zwingend voraus (siehe dazu auch Abschnitt 3.4). Im Weißbuch erfolgte diesbezüglich eine Klärung, wonach Altund Neuanlagen gleich behandelt werden sollen.

Weiterhin sind für die Umsetzung durch den Netzbetreiber drei grundsätzliche Ebenen zu unterscheiden:

- Netzanschluss: Gemäß § 8 EEG 2014 ist der Netzbetreiber zum unverzüglichen und vorrangigen Anschluss von EEG-Anlagen verpflichtet. Die grundsätzlich zur Verfügung gestellte Netzanschlusskapazität bleibt vom 3 %-Ansatz unberührt.
- Netzplanung/-ausbau: Gemäß § 12 EEG 2014 ist der Netzbetreiber zu einer Erweiterung der Netzkapazität verpflichtet, insofern die Abnahme, Übertragung oder Verteilung des EEG-Stroms nicht sichergestellt ist. Der Vorschlag des Weißbuchs sieht die Möglichkeit einer Netzplanung unter Berücksichtigung einer verminderten Netzkapazität vor, insofern mindestens 97 % der Jahresstromerzeugung aus Wind- und PV-Anlagen eingespeist werden können.
- Netzbetrieb: Gemäß § 14 EEG 2014 darf der Netzbetreiber bei einer Grenzwertverletzung im Netzbetrieb die Reduzierung der Einspeiseleistung aus EEG-Anlagen veranlassen. Nach der derzeitigen Regelung führt die strukturelle Notwendigkeit solch einer Maßnahme, das sogenannte Einspeisemanagement, unmittelbar zu einer Verpflichtung der Erweiterung der Netzkapazität. Im Rahmen des 3 %-Ansatzes wäre der Eintrittszeitpunkt der Verpflichtung zur Erweiterung neu zu definieren.

Die besonderen Herausforderungen hinsichtlich der Wahlmöglichkeiten zur Bestimmung der Netzausbauverpflichtung anhand des 3 %-Kriteriums im Rahmen der Netzplanung und des Netzbetriebs sind nachfolgend detaillierter ausgeführt. Weiterhin bleibt fraglich, wie die 3 % Vorgabe für die Umsetzung in der jeweiligen Netzebene interpretiert werden soll¹². Zumindest in vermaschten Verteilnetzen sind zwei grundsätzliche Fälle zu unterscheiden:

• 3 % Ertragsverlust pro Anlage: Das vorgesehene Limit des Ertragsverlustes bezieht sich auf jede einzelne Erzeugungsanlage¹³ separat. Die BMWi Verteilernetzstudie [3] basiert auf diesem Ansatz und hat eine Gesamtkosteneinsparung beim Netzausbau von 15 % ermittelt. Dieser liegt eine Verringerung des EE induzierten Netzausbaus um mehr als 40 % zu Grunde. Abhängig von der Netztopologie ist eine Abregelung von Erzeugungsleistung an einzelnen Netzknoten allerdings unter Umständen zur Behebung von Netzengpässen weitgehend unwirksam. Die Energiemenge, die durch den Netzbetreiber zur Behebung von Engpässen zu veranschlagen ist, ist damit weit geringer als 3 %. Würde solch ein Instrument ausschließlich auf neu zu errichtende Anlagen angewandt, könnte es im Einzelfall sein, dass die planerische Freiheit am gegebenen Punkt völlig wirkungslos bleibt. Der Netzausbaubedarf würde sich kaum reduzieren, oder zumindest weit weniger als politisch beabsichtigt.

¹² Grundsätzlich sind verschiedene Ausprägungen möglich. Inwieweit die Vorgaben für die verschiedenen Netzebenen und Netzregionen umgesetzt werden, bleibt spekulativ und wird in dieser Arbeit nicht tiefergehend untersucht.

¹³ Gemäß dem im EEG verwendeten Anlagenbegriff ist ein Solar- oder Windpark als Ganzes gemeint und der Ertrag am Netzverknüpfungspunkt relevant für die Betrachtung.

3 % Ertragsverlust pro Netzregion: Das vorgesehene Limit des Ertragsverlustes gilt für eine durch den Netzbetreiber bestimmte Region als Ganzes. Der Netzbetreiber kann dadurch Anlagen in der operativen Umsetzung weitgehend selektiv abregeln und somit in der Planung den maximal erreichbaren Nutzen einer Ertragsminderung für die Entlastung der Netzbetriebsmittel berücksichtigen. Möglicherweise müssen dadurch einzelne Projekte einen überproportionalen Anteil der Abregelung erbringen und physikalische Ertragseinbußen von weit über 3 % verzeichnen. Dieses Vorgehen entspricht der aktuellen Praxis einzelner Netzbetreiber, die für das Einspeisemanagement die für die jeweilige Situation geeignetsten Anlagen selektiv heranziehen. Der Ertragsausfall einzelner Anlagen kann dabei deutlich mehr als 10 % des potentiellen Jahresertrags betragen. An dieser Stelle ist die Zusicherung der Entschädigung offenkundig entscheidend für die Durchsetzbarkeit, da andernfalls die Diskriminierungsfreiheit der betroffenen Betreiber nicht mehr gegeben wäre.

Eine Kombination beider Vorschläge ist denkbar. So könnte für den limitierten Ertragsverlust pro Netzregion (zweiter Fall) zusätzlich eine Begrenzung pro Anlage (erster Fall) eingeführt werden. Damit wird das Planungsverfahren allerdings einerseits komplexer und der Planungsspielraum zugleich kleiner. Angesichts der bereits heute vorkommenden Ertragsminderungen im zweistelligen Prozentbereich bei Einzelanlagen, die wirksam zu einer Netzentlastung beitragen, wird eine derartige Kombination u.U. den Charakter des ersten Ansatzes annehmen.

In der praktischen Umsetzung ist eine Auslegung der Netzbetriebsmittel, die der vorgegebenen Zielstellung entspricht, für den Netzbetreiber eine neue Herausforderung. Der damit verbundene Anspruch wird vor allem davon abhängen, welche Umsetzungsvorschriften für den Vorschlag im Rahmen der weiteren Ausarbeitung formuliert werden. Im einfachsten Fall werden die tolerierten jährlichen Ertragsverluste mit Hilfe von Faustregeln in pauschale Abschläge auf die Nennleistung von Wind- und Solaranlagen übersetzt und anschließend in entsprechende Auslegungsregeln für die Netzbetriebsmittel eingebracht. Dieses Vorgehen hat sich bei der gültigen Vorschrift zur 70 % Leistungskappung für PV Anlagen unter 30kW etabliert. Die Übertragbarkeit auf Windanlagen muss überprüft werden, da nicht die Netzanschlüsse auf Niederspannungsebene wie bei den vorgenannten PV Anlagen – sondern bis auf Hoch- und Höchstspannungsebene zu betrachten sind. Hier gelten nicht zuletzt angesichts der hohen Vermaschung und der damit verbundenen komplexen Lastflüsse andere Planungsgrundsätze als auf der Niederspannungsebene. Der operationelle Netzbetrieb erfolgt anschließend nach ähnlichen Gesichtspunkten wie gegenwärtig und zielt auf eine maximale EE Einspeisung ab. Die im Betrieb tatsächlich anfallenden Ertragsverluste können bei einem derartigen pauschalen Ansatz wegen der Vereinfachungen und Unsicherheiten deutlich von den 3 % abweichen.

Das Bestreben, eine eher dynamische Abregelung verschiedener Anlagen in einer Netzregion in der Betriebsführung in der Netzplanung adäquat abzubilden, macht die Herausforderung noch komplexer. Der Ansatz bedeutet ohnehin einen grundsätzlichen Wechsel von einer Worst-Case Betrachtung, die nur Einzelsituationen bewerten muss hin zu einer Jahresbilanz, die die Auswertung ganzer Szenarien und Zeitreihen erfordert.

Wenn dabei zusätzlich eine pauschale Gleichbehandlung der Anlagen in einem Netzgebiet weiter ausdetailliert werden soll, um eine dynamische Zuweisung von Abregelungmaßnahmen auf einzelne Anlagen oder Windparks darzustellen, wird die Fragestellung weiter verkompliziert.

Die wesentlichen Vor- und Nachteile der zwei beschriebenen Fälle

- 3 % Ertragsverlust pro Anlage und
- 3 % Ertragsverlust pro Netzregion

sind in Tabelle 2 zusammengefasst. Weiterhin ist die Tabelle nach den drei Ebenen Netzplanung, Netzbetrieb und Terminierung der Netzausbauverpflichtung untergliedert. Dabei würde das 3 %-Kriterium im Rahmen der Netzplanung zur Bestimmung des Netzausbaubedarfs dienen und würde im Rahmen des Netzbetriebs die Verpflichtung zum weiteren Netzausbau in Anlehnung an den aktuell gültigen Rechtsrahmen (§12, 14 EEG 2014) auslösen. Der aktuelle Vorschlag im Weißbuch [2] gibt für die Ebene der Netzplanung eine Berücksichtigung von 3 % pro Anlage vor.

Tabelle 2 Übersicht der Vor- und Nachteile verschiedener Ausprägungen eines 3 %-Kriteriums zur Bestimmung des Netzausbaubedarfs und der Terminierung der Netzausbauverpflichtung

Ausprägung	Ebene	Vorteile	Nachteile
3 % pro Anlage	Netzplanung, Bestimmung des Netzausbaubedarfs	Vereinfachtes Verfahren zur pauschalen Leistungskap- pung nutzbar	Reduzierung des Netzausbaubedarfs gering
	Netzbetrieb	Gleichmäßige Abregelung aller Anlagen	Möglichkeit zur selektiven Abregelung stark begrenzt, Wirkung der abgeregelten Anla- gen auf Engpass teilweise wenig effektiv
	Terminierung der Netzausbauverpflichtung	Mehr Freiheitsgrade für Netzbetreiber in der Termi- nierung, da Entscheidungen für einzelne Netzanschluss- punkte separat getroffen werden können	Höherer Klärungsbedarf für die Umsetzung
3 % pro Netzregion	Netzplanung, Bestimmung des Netzausbaubedarfs	Nennenswerte Reduzierung des Netzausbaubedarfs	Aufwendiges Verfahren zur Bestimmung der Jahresbilanz für die Gesamtregion
	Netzbetrieb	Stark selektive Abregelung möglich, Wirkung der abge- regelten Anlagen auf Eng- pass sehr effektiv	Einzelne Anlagen werden deutlich überpro- portional abgeregelt, stark eingeschränkter Jahresertrag
	Terminierung der Netzausbauverpflichtung	Klare und vereinfachte Ent- scheidungsfindung anhand einer einzelnen Kenngröße für die gesamte Region	Verpflichtung tritt bei höherem Gesamtum- fang der Ausfallarbeit ein, hohe Prognose- güte der Planungen ist Voraussetzung für die Vermeidung höherer Ertragsverluste (> 3 %)

Infolge dieser komplexen Zusammenhänge birgt der Vorschlag auch das Risiko zunehmender Auslegungsspielräume und damit zusammenhängender Unsicherheiten zwischen den Vorgaben in der Netzplanung und dem Netzbetrieb.

Die bisherige Regelung im EEG machte eine vergleichsweise klare Vorgabe zur Netzausbauverpflichtung des Netzbetreibers¹⁴. Messbare Einschränkungen im Betrieb führen direkt dazu, dass den gesetzlichen Vorgaben nachgekommen werden, also das Netz ausgebaut werden muss. Da die Annahmen und Ergebnisse im Rahmen der Netzplanung nicht zwingend mit den Randbedingungen des Netzbetriebs übereinstimmen, geht dieser klare Zusammenhang mit dem 3 %-Ansatz verloren. Demnach kann es zu Inkonsistenzen zwischen der Bestimmung des Netzausbaubedarfs im Rahmen der Netzplanung und der Verpflichtung zum Netzausbau aufgrund einer Überschreitung des 3 %-Kriteriums im Rahmen der Betriebsführung kommen.

Abschätzung der Ertragsausfälle

Eine detailliertere Abschätzung und Berücksichtigung der zu erwartenden Ertragsausfälle in der Auslegung der Netzbetriebsmittel setzt eine Reihe von Daten und Informationen voraus, die dem Netzbetreiber in der Regel nicht unmittelbar zur Verfügung stehen oder nicht in den Bereich seiner Kernexpertise fallen. Teils verändern auch weitere technische Entwicklungen die Daten über die Zeit (Leistungskennlinien), so dass nicht uneingeschränkt auf erworbene Erfahrungswerte zurückgegriffen werden kann. Selbst Projektierer können die auslegungsrelevanten Parameter (Jahresertrag, Leistungsdauerkennlinie) nur mit Unsicherheiten abschätzen. Das Niveau der Abweichungen kann durchaus über 3 % des Jahresertrags liegen. Entsprechende Berechnungen setzen Kompetenzen und Hilfsmittel voraus, die zumindest bei kleinen Netzbetreibern nicht als gegeben vorausgesetzt werden können. Dabei ist das Fehlerrisiko durch die technischen Restriktionen asymmetrisch: Hat ein Netzbetreiber die Betriebsmittel weiter ausgelegt als es nach dem Vorschlag möglich wäre, hat das geringfügig höhere Kapitallasten zur Folge. Ob ihm diese im Rahmen der Anreizregulierung zur Last gelegt werden, bleibt abzuwarten. Hat ein Netzbetreiber die Betriebsmittel jedoch in Überschätzung der Einspareffekte zu knapp ausgelegt, wird sich das unweigerlich und unmittelbar in einem intensivierten Einspeisemanagement niederschlagen.

Angesichts dieser Komplexität ist es denkbar, dass von der im Weißbuch angekündigten planerischen Freiheit vorrangig von den größeren (Flächen-) Netzbetreibern Gebrauch gemacht wird.

Weiterhin verringert die planerische Freiheit durch den 3 %-Ansatz nicht unmittelbar die in Abschnitt 2.3 und exemplarisch in Abbildung 18 beschriebenen Unsicherheiten für den Netzbetreiber und Projektierer hinsichtlich der Frage, wann und im welchen Umfang die Deckungslücken zwischen der EE-Erzeugung und den Netzkapazitäten auftreten.

¹⁴ EEG 2014, §12 Erweiterung der Netzkapazität: "(1) Netzbetreiber müssen auf Verlangen der Einspeisewilligen unverzüglich ihre Netze entsprechend dem Stand der Technik optimieren, verstärken und ausbauen, um die Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms aus erneuerbaren Energien oder Grubengas sicherzustellen."

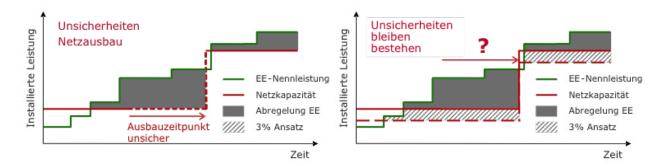


Abbildung 18 Veranschaulichung der Auswirkungen des 3 %-Ansatzes auf die verbleibenden Unsicherheiten für einen Projektierer hinsichtlich der Belastung vom Einspeisemanagement, Quelle: Eigene Darstellung

Verzögerungen und Nachjustierung

In Netzregionen, in denen der EE Ausbau noch fortschreitet, eröffnet der 3 %-Ansatz Raum für eine Verzögerung von Investitionen, jedoch nicht unbedingt eine gleichermaßen relevante Reduktion des Netzausbauvolumens. Da – zumindest bei Kabelnetzen – die Initialkosten für Bauwerke und Grabenarbeiten einen beträchtlichen Teil der Gesamtkosten ausmachen, kann ein inkrementeller Ausbau der Kapazitäten gegenüber vorausschauenden und strategischen Netzerweiterungen sogar höhere Gesamtkosten nach sich ziehen.

Auch eine Nachjustierung des Netzausbaubedarfs ist unter Berücksichtigung des 3 %-Ansatzes schwierig. Sollte über vereinzelte Jahre das Volumen für die tolerierten Ertragsverluste geringfügig überschritten sein, liegt es nahe, eine Netzausbaumaßnahme zu fordern. Diese kann aber im Sinne der Regelung durchaus als unverhältnismäßig interpretiert werden, wenn weitere konkrete Projekte in der betroffenen Netzregion nicht in Sicht sind.

Bereits unter der langjährig geltenden EEG- Regelung mit ihrer Verpflichtung zum unmittelbaren Netzausbau werden regional sehr unterschiedliche Energiemengen abgeregelt. Während sie im deutschlandweiten Durchschnitt ca. 1 % der aus Windenergie erzeugten Energiemengen betragen, erreichen die Ertragsverluste in den Regionen, auf die sich die Maßnahmen konzentrieren, auch heute vereinzelt Niveaus im unteren zweistelligen Prozentbereich. Eine Verzögerung des Netzausbaus, wie sie der im Weißbuch beschriebene Vorschlag anregt, würde das Einsenkungsvolumen insgesamt vergrößern. Im ungünstigen Falle würde sich die Zahl der zeitweiligen 'Problemregionen' erhöhen, weil der Netzausbau später angegangen wird. Es bleibt deshalb abzuwarten, ob in der Praxis die gewünschten Effizienzgewinne zu verzeichnen sind, oder ob es nicht zu einer überproportionalen Zunahme der durch Netzengpässe bedingten Einbußen kommt.

Erhöhte EE Ertragsausfälle infolge eines verzögerten Netzausbaus wären schwer zu rechtfertigen. Deshalb erscheint der Planungsansatz nur zielführend in Regionen, in denen eine konsolidierte mittel- bis langfristige Prognose zum EE Zubau, die zudem ein mögliches Repoweringpotential berücksichtigt, erstellt wurde und mit einiger Sicherheit eine Sättigung der installierten Erzeugungsleistung absehbar ist.

Unterjährige Bewirtschaftung, Volumenabrechnung

Abhängig davon, wie die Umsetzung des Vorschlags überprüft und kontrolliert wird, bzw. wie eine minimale Abweichung vom vorgegebenen Grenzwert angereizt wird, steht der Netzbetreiber vor verschiedenen Fragen. Muss der tolerierte Ertragsverlust im Jahresverlauf bewirtschaftet werden, wie ein Budget? Welche Volumina sind den einzelnen Monaten angesichts der saisonalen Schwankungen der Einspeisung zuzuweisen? Welche Zielkonflikte entstehen, wenn sich vor Jahresende andeutet, dass die 3 % Marke angesichts der bisher erforderlichen Maßnahmen nicht gehalten werden kann? Wie werden in einem solchen Stadium z.B. Leistungseinsenkungen auf Einspeisepunkte verteilt, die in unterschiedlichem Maße zur Behebung von Netzengpässen beitragen?

Projektplanung und -bewirtschaftung

Solange die Ertragsverluste finanziell kompensiert werden, sind die Auswirkungen auf die Planung und Umsetzung von Projekten als begrenzt anzusehen. Da die Ertragsausfälle vereinzelt 3 % deutlich übersteigen können, kann es für den Betreiber allerdings u.U. schwierig werden, die Betriebsweise der Erzeugungsanlage in der Öffentlichkeit zu rechtfertigen. Sollte die Kompensation zur Diskussion gestellt werden, hat dies unweigerlich massive Folgen für den weiteren EE Ausbau (siehe dazu Abschnitt 3.4)

Für den Direktvermarkter würde der Anstieg an Maßnahmen zur Abregelung von Erzeugungsanlagen unmittelbar eine deutliche Zunahme an Markteingriffen und derzeit nicht kompensierten Folgekosten für Ausgleichsenergie bewirken.

Sonstige Auswirkungen

Derzeit führt die Abregelung von EE-Anlagen stets zu einer Abweichung der Systembilanz, da Einspeisemanagement-Maßnahmen im Gegensatz zu Marktmaßnahmen, wie dem Redispatch, energetisch und bilanziell nicht neutral umgesetzt werden. Zum Ausgleich der Systembilanz rufen die Übertragungsnetzbetreiber Regelenergie ab. Im derzeitigen regulatorischen Rahmen würde die durch den 3 %-Ansatz zu erwartende Zunahme an Einspeisemanagement-Maßnahmen somit zu einem erhöhten Bedarf an Regelenergie führen. Um dem entgegenzuwirken wäre in Anlehnung an den regulären Redispatch-Prozess eine bilanziell und energetisch ausgeglichene Abregelung von EE-Anlagen notwendig. Welche konkreten Planungs- und Koordinierungsprozesse beim Netzbetreiber im Rahmen der Systemführung hierfür notwendig sind, ist derzeit noch ungeklärt.

3.3.2 Weitere Ansätze mit beabsichtigten Auswirkungen auf den EE Ausbau

Verminderte Förderung in ausgewiesenen Engpassregionen

meine, mit den Ansätzen verknüpfte Konsequenzen ableiten.

Das EEG in seiner aktuellen Fassung verpflichtet den Netzbetreiber nach wie vor dazu, sein Netz auszubauen, falls die Betriebsmittel eine uneingeschränkte Aufnahme und Weiterleitung des EE Stroms nicht zulassen.

Im Vorfeld der EEG Novelle wurden eine Reihe von Vorschlägen für eine mehr oder weniger weitreichende Aussetzung der Härtefallregelung eingebracht. So wurde vorgeschlagen, den Anspruch auf eine Entschädigungszahlung für solche Projekte zu suspendieren, die in bereits ausgewiesenen Netzengpassregionen entwickelt werden. Die ausdrücklich beabsichtigte räumliche Steuerungswirkung sollte neue Projekte gezielt in Regionen mit ausreichenden Netzkapazitäten drängen und damit helfen, den erforderlichen Netzausbau zu dämpfen und zugleich eine exzessive Zunahme der EE-Ertragsverluste vermeiden. Die Vorschläge waren eher konzeptioneller Art und Fragen der konkreten Implementierung blieben weitgehend offen. Dennoch lassen sich einige allge-

Projekte in ausgewiesenen Engpassregionen würden unter derartigen Rahmenbedingungen mit hoher Wahrscheinlichkeit tatsächlich nicht vorangetrieben. Ob Entwickler auf ertragsärmere Standorte mit besserer Netzanbindung ausweichen, hängt in erster Linie davon ab, ob Projekte an diesen Standorten wirtschaftlich betreibbar wären. Die Regelung zieht also entweder eine verzögerte Degression der EEG Vergütung oder eine Reduktion des EE Zubaus nach sich. Umgekehrt birgt der Vorschlag das potentielle Dilemma in sich, dass der tatsächliche Netzausbaubedarf unsichtbar wird, weil in den ausgewiesenen Netzengpassregionen infolge der Projektrisiken keine neuen Netzanschlussbegehren gestellt werden. Diese Verzerrung der Daten könnte zu einer Stagnation führen. Da häufig die Netzengpassregionen in windhöffigen Gebieten liegen, wird der von der Bunderegierung geplante Zugewinn an EE-Potential somit direkt behindert. Die Abgrenzung von Engpassregionen ist zumindest in vermascht betriebenen 110 kV Netzen nicht trivial. Die komplexen Lastflüsse

Finanzielle Beteiligung an Netzausbaumaßnahmen

An dieser Stelle könnte als alternatives Steuerungsinstrument auch erwogen werden, den Anlagenerrichter stärker an den Netzausbaumaßnahmen und – kosten zu beteiligen. Dies entspricht dem im angelsächsischen Raum üblichen Ansatz. Dem stehen allerdings zwei gewichtige Argumente entgegen:

haben ebenso wie Netzausbaumaßnahmen räumlich ausgedehnte Wirkungen.

- Die Netznutzungsentgelte in Deutschland und weiten Teilen des kontinentaleuropäischen Systemverbunds beinhalten keine separaten finanziellen Beiträge der Einspeisenden. Die (Wieder-)Einführung einer solchen G Komponente (G von generation) käme einem Paradigmenwechsel, mit umfassenden Konsequenzen gleich. Sie würde unvermeidlich auch bestehende Anlagen und den gesamten Kraftwerkspark betreffen.
- In der Praxis verursacht in Deutschland eher die Planungsdauer als die Finanzierung des Netzausbaus Diskrepanzen zwischen Einspeisungsleistung und Übertragungskapazitäten. Die Effektivität einer finanziellen Beteiligung der Einspeisewilligen zur Lösung des eigentlichen Problems ist damit äußerst fraglich.

3.4 Vergütungs- und Entschädigungsregelungen

3.4.1 Härtefallregelung gemäß EEG (2014)

Wie in den vorangegangenen Fassungen des EEG legt die existierende Regelung (§15 EEG 2014 Härtefallregelung) fest, dass die durch Abregelungen seitens des Netzbetreibers bedingten Ertragsausfälle weitestgehend entschädigt werden. Der Betreiber trägt höchstens 5 % der entgangenen Einnahmen infolge einer Maßnahme. Im Laufe eines Jahres wird der kumulative Verlust durch das Gesetz auf maximal 1 % der erzielten Einnahmen begrenzt. Dies gilt für jedes einzelne Projekt, unabhängig von der Intensität der erforderlichen Abregelungen. Die Entschädigung erfolgt über die Netznutzungsentgelte und wird damit durch die Netznutzer im jeweiligen Netzgebiet getragen. Insofern wird die finanzielle Belastung über die Netzwirtschaft sozialisiert.

Im Rahmen der Finanzierung neuer Projekte wird das bisher auf 1 % begrenzte Ertragsausfallrisiko durch die Banken praktisch i.d.R. nicht separat berücksichtigt, weil die Eintrittswahrscheinlichkeit über die Projektlaufzeit im jeweiligen Netzgebiet mit hoher Unsicherheit behaftet ist. Es wird als nicht bestimmender Teil der gesamten Ertragsunsicherheiten angesehen. Damit führen potentielle Ertragseinschränkungen, die in den Wirkungsbereich des §15 EEG (2014) fallen, – isoliert betrachtet – nicht zu einer maßgeblichen Belastung für die wirtschaftliche Planung neuer Projekte. Das gilt sowohl für die bisher üblichen operativen Maßnahmen als auch für solche, die künftig infolge einer bewussten Beschränkung der Netzkapazitäten im Sinne des im Weißbuch formulierten Ansatzes erfolgen, sofern die potentielle Ertragseinbuße den vorgenannten Rahmen nicht überschreitet.

Die Wahrscheinlichkeit von Abregelungen an einem Standort ist angesichts der langen Projektlebensdauer im Entwicklungsstadium nicht mit Sicherheit einzuschätzen. Eine Erhöhung der Beteiligung der Betreiber an den Ausfällen, z.B. auf 3 %, würden die Finanzierer nach Aussage von Branchenvertretern hingegen aufgrund der deutlich größeren Relevanz in den Kalkulationen berücksichtigen müssen. Sie würde zu entsprechenden Risikoabschlägen führen. Die potentiellen Erlöseinbußen im jeweiligen Netzgebiet lassen sich nach übereinstimmender Auskunft der Netzspezialisten nicht mit hinreichender Verlässlichkeit prognostizieren. Im Endeffekt käme dies einer Erhöhung der geforderten Eigenkapitalquote gleich. Das erhöhte Ertragsausfallrisiko würde also vollständig und bereits in der Finanzierungsphase bei dem Entwickler verbleiben. Insofern würde eine derartige Änderung die Finanzierung von Projekten teurer machen und die Stromgestehungskosten erhöhen. Für mäßig wirtschaftliche Standorte würde dies zu einer weiteren Belastung führen, so dass die Umsetzung des Vorhabens u.U. nicht mehr darstellbar wäre, selbst wenn eine Abregelung in dem kalkulierten Umfang später nicht stattfände. Eine Änderung der Härtefallregelung hätte somit vermutlich Auswirkungen auf die Dynamik des weiteren Zubaus.

An dieser Stelle wäre es entscheidend, wie eine Änderung der Härtefallregelung ausgestaltet würde. Sollten die nicht entschädigten Ertragsausfälle pauschal erhöht werden, träfe das Risiko alle Projekte, die unter die Neuregelung fallen, gleichermaßen (abhängig von Gewährung von Bestandsschutz nur den Zubau oder aber auch bereits bestehende Projekte). Die Wahrscheinlichkeit von

Abregelungen an einem Standort ist angesichts der langen Projektlebensdauer im Entwicklungsstadium nicht mit Sicherheit einzuschätzen. Es ist naheliegend, dass das Risiko der nicht entschädigten Ertragsausfälle auch für Standorte angesetzt würde, die zum Zeitpunkt der Planung nicht unmittelbar oder absehbar von Netzengpässen betroffen sind. Dieser Umstand betraf in der jüngeren Vergangenheit schon zahlreiche Projekte, die seit Jahren in Betrieb sind und bis vor kurzem nicht von Abregelungen betroffen waren. Demzufolge ist anzunehmen, dass die beschriebenen Konsequenzen auch für Standorte gälten, die aus netztechnischer Sicht eher als vorteilhaft zu betrachten sind, z.B. im Süden Deutschlands. Eine Belastung solcher Regionen widerspricht den politischen Zielstellungen und würde dem Verursacherprinzip entgegenstehen.

Eine Erhöhung des nicht entschädigten Ertragsausfalls könnte im Bereich der Projektentwicklung nicht zuletzt eine Marktkonzentration stimulieren, da die geforderte höhere Eigenkapitalquote tendenziell durch größere, finanziell besser ausgestattete Unternehmen leichter aufzubringen ist.

3.4.2 Vergütungs- und Entschädigungsregelungen außerhalb des EEG (2014)

Wie in Abschnitt 2.3 dargelegt werden Häufigkeit und Umfang von Maßnahmen, die in die EE-Erzeugung eingreifen, jedoch nicht eindeutig unter §14 EEG (2014) fallen, voraussichtlich zunehmen. Einerseits zählen dazu Maßnahmen, die mit einiger Bestimmtheit dem Geltungsbereich von §13.2 EnWG zuzurechnen sind. Hierzu gehören z.B. EE-Abregelungen, die durch die Übertragungsnetzbetreiber zur Wahrung der Systembilanz oder der Steuerbarkeit der Erzeugung in der Regelzone veranlasst werden. Andererseits wurde aufgezeigt, dass zu einer Reihe von Maßnahmen noch Klärungsbedarf hinsichtlich der rechtlichen Zuordnung besteht und dass in diesen Fällen nicht mit Sicherheit davon auszugehen ist, dass die Härtefallregelung des EEG auf sie zutrifft. Hier sind exemplarisch Rampenbegrenzungen¹5 der fluktuierenden Einspeisung oder Einschränkungen durch zeitweilige Netzengpässe infolge von Wartungsund oder Netzausbauarbeiten des Netzbetreibers zu nennen.

Sofern die Härtefallregelung nicht anwendbar ist, besteht seitens der individuellen Projekte kein Vergütungsanspruch für die entstandenen Ertragsausfälle. Bislang werden derartige Risiken angesichts ihrer Geringfügigkeit in der Regel in der Planung weder durch Projektierer noch durch Finanzierer explizit berücksichtigt. Bei einer spürbaren Zunahme derartiger Effekte ist allerdings davon auszugehen, dass die Akteure ihr Vorgehen den geänderten Umständen anpassen und sich die Finanzierung entsprechend verteuert. Die genannten Beispiele sind nicht standortspezifisch, bzw. kaum standortspezifisch abschätzbar. Damit wären auch in diesen Fällen generelle und pauschale Risikoabschläge für neue Projekte die naheliegende Folge – mit den bereits im vorangegangenen Abschnitt beschriebenen Konsequenzen.

¹⁵ Sehr hohe auftretende Leistungsgradienten können die dynamische Grenzwertanforderung der Netzbetriebsführung übersteigen, weshalb Netzbetreiber teilweise eine Begrenzung der Anund Abfahrrampen der Erzeugungsanlage vorgeben.

Weiterhin fallen derzeit die Folgekosten für Ausgleichsenergie beim Direktvermarkter aufgrund der Zwangsmaßnahme des Netzbetreibers nicht unter die Härtefallregelung. Eine vom Netzbetreiber induzierte Anpassung der lokalen Erzeugung führt in der Regel zu einer Prognoseabweichung, die vom Bilanzkreisverantwortlichen nicht unmittelbar beeinflusst werden kann. Obwohl die Ursache bei der Einspeisemanagement-Maßnahme liegt, sind die Kosten für Ausgleichsenergie vom Direktvermarkter zu tragen. Eine valide Quantifizierung der Wirkung der Einspeisemanagement-Maßnahme auf die Höhe der Prognoseabweichung und somit den anteiligen Umfang an den Kosten für die Ausgleichsenergie ist derzeit nicht darstellbar.

3.4.3 Allokation entstehender Ertragseinbußen – Optionen und Implikationen

Grundsätzlich muss unterschieden werden zwischen Kosten, die sozialisiert werden und solchen, die die Betroffenen selbst tragen müssen.

- Zur ersten Gruppe gehören bislang die physikalischen Ertragseinbußen der Betreiber, soweit sie unter §14 EEG (2014) oder aber §13.2
 EnWG im Zusammenhang mit §14 EEG (2014) fallen. Die entstehenden finanziellen Lasten werden über die Netznutzungsentgelte sozialisiert. Auch bei Änderung der technischen Verfahrensweisen in der Anwendung von Maßnahmen zum Einspeisemanagement oder ähnlichen Leistungsabregelungen kann an diesem Grundsatz festgehalten werden. Der Vorschlag im Weißbuch legt diese Sichtweise nahe.
- Zur zweiten Gruppe gehören z.B. die Ertragseinbußen, die aus Anwendung von §13.2 EnWG erwachsen. Sie verbleiben unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen beim Anlagenbetreiber.

Für die Sozialisierung der finanziellen Belastung bieten sich verschiedene Alternativen. Politisch sind nur wenige Optionen gewollt bzw. durchsetzbar. Anzuführen sind hier:

• Wälzung auf die Netznutzer

Bislang tragen die Netznutzer des jeweiligen Netzbetreibers, in dessen Netzgebiet die Ursache für die Maßnahme liegt, die Lasten der Härtefallregelung. Da die Netznutzungsentgelte in Deutschland auf die bezogene Energie (kWh) umgerechnet werden, tragen die Netzkunden die Belastung entsprechend ihrem Energieverbrauch. Die Abwicklung über den betroffenen Netzbetreiber führt zu regional unterschiedlichen Belastungen. Allerdings sind diese in den Netznutzungsentgelten nicht separat ausgewiesen. Ein strenger kausaler Zusammenhang zwischen der Intensität von Maßnahmen des Einspeisemanagements und der Höhe der Netznutzungsentgelte ist empirisch nicht belegbar. Es ist vorstellbar, die Kostenzuweisung dahingehend zu ändern, dass die Lasten auch wenn sie durch Restriktionen auf der Verteilnetzebene begründet sind – regelzonen- oder deutschlandweit über alle Netznutzer gleichermaßen verteilt werden. Es ist allerdings fraglich, ob die vergleichsweise moderaten Einsparpotentiale für die gegenwärtig betroffenen Netznutzer den damit verbundenen administrativen Aufwand rechtfertigen.

• Integration in die EEG Umlage

Die bestehende Vergütungssystematik liegt die Verrechnung der nicht eingespeisten Energie über die EEG Umlage nahe. Dies hätte implizit zur Folge, dass die Stromkunden deutschlandweit die Lasten mittragen. Eine derartige Änderung würde die EEG Umlage zwar nur vernachlässigbar erhöhen. Vorbehalte grundsätzlicher Art seitens der Politik lassen es allerdings unwahrscheinlich erscheinen, dass ein derartiger Ansatz in naher Zukunft implementiert wird.

Sollte von einer Sozialisierung der Lasten abgerückt werden, ergeben sich grundsätzlich zwei Möglichkeiten:

Die Kosten verbleiben beim Netzbetreiber, in dessen Versorgungsgebiet die Ursache für die Maßnahme liegt und werden durch die Bundesnetzagentur als nicht anrechenbare Kosten qualifiziert.

Eine solche Praxis käme einer pauschalen Ausweitung der jetzt gültigen Regelung gleich, bei der der Netzbetreiber bei schuldhaften Versäumnissen des Netzausbaus die Kosten nicht mehr umlegen darf. Einerseits ergibt sich daraus ein unmittelbarer Anreiz für den Netzbetreiber, die Ertragsverluste durch technische Maßnahmen und ggf. Investitionen zu minimieren. Andererseits entstehen den betroffenen Netzbetreibern, die mit einem schnell fortschreitenden EE Ausbau konfrontiert werden, unverhältnismäßige und nur bedingt beeinflussbare Belastungen. Sofern kein schuldhaftes Versäumnis vorliegt, ist eine Durchsetzbarkeit derartiger Kostenzuweisungen im geltenden Rechtsrahmen fraglich.

Die Kosten verbleiben beim Anlagenbetreiber.

Der Anlagenbetreiber trägt damit das volle Risiko hinsichtlich der Ertragsverluste. Die Folgen für die Wirtschaftlichkeit bestehender und künftiger Projekte wären gravierend. Es ist davon auszugehen, dass der weitere Zubau unter solchen Rahmenbedingungen einschneidend gebremst wird. In diesem Falle wäre es auch unvermeidlich, die technischen Erfordernisse in den regulativen Vorgaben detailliert mit abzubilden. Da die Abregelung aus netztechnischen Gründen ungleich verteilt wird ergibt sich andernfalls unweigerlich ein gewisses Diskriminierungspotential.

Es ist davon auszugehen, dass für bestehende Projekte ohnehin ein Bestandsschutz gilt und die Lasten sich auf die neuen Projekte konzentrieren würden. Selbst dann bleibt zu klären, welches Prinzip bei der Lastenzuweisung angewandt wird. Naheliegend wäre das Windhundprinzip ("den letzten beißen die Hunde"). Dieses würde allerdings dazu führen, dass ab einem gewissen (wahrgenommenen) Risikoniveau faktisch keine neuen Projekte gebaut werden können. Das Verursacherprinzip (wer trägt am meisten zu Netzengpässen bei?) ist angesichts der beschriebenen komplexen Wechselwirkungen in der Praxis nicht anwendbar. Es scheint also schwierig, einen begründbaren Allokationsmechanismus zu finden, der nicht zugleich die weitere EE Entwicklung vollständig blockiert.

All diese Faktoren führen dazu, dass ein derartiger Ansatz als wenig zielführend und kaum durchsetzbar angesehen werden muss.

Für beide Ansätze lassen sich noch Varianten finden, die eine Risikospreizung und Lastenverteilung versprechen. Denkbar wäre die Schaffung eines brancheninternen Umlagefonds seitens der Netzbetreiber, bzw. der Anlagenbetreiber. Über einen derartigen Fonds könnten überdurchschnittliche Belastungen einzelner abgefedert werden. Ein solches Konzept kann allerdings nicht verordnet werden und entspricht damit einer freiwilligen Solidargemeinschaft. Ob solche Konzepte realistisch sind, scheint fraglich und es wäre unangemessen, sie bei der Ausgestaltung des rechtlichen Rahmens vorauszusetzen.

4 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Der 3 %-Ansatz, der im Weißbuch der Bundesregierung angedeutet wird, ist gegenwärtig als richtungsweisend für die Weiterentwicklung des regulären Einspeisemanagements gemäß §14 EEG (2012) anzusehen. Der bisherige Vorschlag lässt noch viele Fragen offen, die beantwortet werden müssen, bevor der Vorschlag als solcher umfänglich bewertet werden kann. Einige allgemeine Aussagen sind bereits jetzt möglich.

Eine Überprüfung der korrekten Planung durch den Netzbetreiber entsprechend der Vorgabe (maximal 3 % Verlust des jährlichen Ertrages) durch Messund Zählwerte dürfte angesichts der jährlichen Ertragsschwankungen unmöglich sein. Die Anwendung setzt deshalb die Definition einer allgemein anerkannten, transparenten Planungsmethodik voraus. Diese sollte vorzugsweise einfach sein.

Der Ansatz verspricht Effizienzpotenziale in erster Linie in Regionen, in denen eine Sättigung des EE Ausbaus im Rahmen der Planung absehbar ist. In anderen Fällen ist er nur bedingt geeignet, die Netzausbaukosten und Planungsunsicherheiten der Netzbetreiber zu reduzieren.

Der Ansatz entfaltet nur dann die beabsichtigte Wirkung, wenn grundsätzlich alle dezentralen Einspeiser in die Zuweisung der Abregelungsmaßnahmen einbezogen werden können, einschließlich bereits vorhandener Bestandsanlagen. Die überproportionale Abregelung einzelner Anlagen führt zwar zu deutlich höheren Ertragsverlusten bei den betroffenen Anlagen, aber auch zur Minimierung der Gesamt-Ausfallarbeit beim Netzbetreiber. In Einzelfällen können für dezentrale Einspeiser die physikalischen Ertragsverluste gegenüber der heutigen Praxis weiter steigen und damit deutlich über dem heutigen Niveau liegen. Die mit dem 3 %-Ansatz einhergehende Verringerung der freien Netzkapazitäten bedingt einen erhöhten Bedarf an korrektiven Maßnahmen seitens der Netzbetreiber zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit.

Der Vorschlag ist nur durchsetzbar, wenn die heutige Härtefallregelung gemäß §15 EEG (2014) bestehen bleibt. Andernfalls ist eine Diskriminierungsfreiheit der betroffenen Projekte in der Umsetzung faktisch nicht zu sichern.

Veränderungen in der Anlagenauslegung können dazu führen, dass sich die Bemessung der tolerierten Ertragsverluste ändert. Eine Verstetigung der Einspeisung z.B. durch größere spezifische Rotorflächen bei Windkraftanlagen im Binnenland führt voraussichtlich dazu, dass die mit dem Ansatz gewonnenen freien Netzkapazitäten geringer sind, als die Analysen unter Bezugnahme auf den aktuellen Anlagenbestand vermuten lassen. Genauere Analysen hierzu wären hilfreich bei der Ausgestaltung der Regelung.

Der 3 %-Ansatz lässt offen, wie mit Formen von Abregelungen durch Netzbetreiber künftig umzugehen ist, die nicht unter §14 EEG (2014) fallen. Es ist teils unklar, ob die Ertragsverluste entschädigungsfähig sind. Diese Fragen bedürfen angesichts des tendenziell zunehmenden Umfangs weiterhin der Klärung, ggf. in separaten regulativen Vorgaben. Eine räumliche und zeitliche Abgrenzung dieser Formen der Abregelung ist nicht immer zweifelsfrei möglich. Eine Zunahme entsprechender Maßnahmen beeinflusst potentiell die Dynamik des weiteren EE Zubaus.

Wir empfehlen, die weitere Ausgestaltung des 3 %-Ansatzes angesichts der massiven Betroffenheit von Netzbetreibern und Projektentwicklern durch intensive Industriekonsultationen und Anhörungen zu begleiten. Ein derartiger Dialogprozess würde auch eine stärkere Verzahnung von Netzund EE Ausbau fördern. Die vorliegende Analyse zeigt, dass die Herausforderung bei der Netzintegration von dezentralen Erzeugungsanlagen derzeit insbesondere in der zeitlichen Abstimmung zwischen EE-Ausbau und Netzausbau liegt. Eine strukturelle Koordination dieser beiden Prozesse ist zweckmäßig und sollte angeregt werden. Eine geeignetes Instrument, um die Abstimmung zu verbessern, sind beispielsweise regionale strategische Netzkonzepte.

Wir empfehlen bei der weiteren Ausgestaltung des regulativen Rahmens auch den Abregelungserfordernissen, die nicht unter §14 EEG (2014) fallen, vermehrt Aufmerksamkeit zu schenken. Ein konsistenter Abgleich der Instrumente und Vorgaben für die Kostenallokation wäre hilfreich für die mittel- und langfristige Planung und Risikobeherrschung, sowohl seitens der Netzbetreiber als auch der Projektentwickler.

Im Weißbuch wurde der 3 %-Ansatz verpflichtend für den Übertragungsnetzbetreiber und als Handlungsoption für den Verteilnetzbetreiber eingeführt. Die Formulierung deutet nicht darauf hin, dass der Verteilnetzbetreiber unter allen Umständen verpflichtet ist, die Netzplanung gemäß dieser Vorgabe zu betreiben. Diese Wahlfreiheit erscheint sinnvoll und sollte bei der Ausgestaltung gewahrt bleiben.

Mit der vorliegenden Studie unterstützt der BWE die Debatte um eine Anpassung der gesetzlichen Vorgaben zum Einspeisemanagement. Die Studie zeigt, dass eine Reihe von Fragestellungen weiter diskutiert werden müssen und Änderungen der eingespielten EinsMan-Praxis mit Bedacht vorgenommen werden sollten. Die Studie hat die Probleme, die die im Weißbuch des BMWi angedeuteten Änderungen mit sich bringen können, herausgearbeitet. Vielfach bedürfen die dabei aufgetretenen neuen Fragestellungen einer weiteren Untersuchung (siehe dazu insbesondere die einzelnen Unterpunkte in Kapitel 3.3.1). Mit der Studie wird so eine wichtige Grundlage für die weitere Diskussion geschaffen, wobei es unerlässlich sein wird, die einzelnen Ebenen – "Netzplanung" (Bestimmung des Netzausbaubedarfs), "Netzbetrieb" und "Terminierung der Netzausbauverpflichtung" – in der Gestaltung von Maßnahmen nicht zu vermischen.

Die temporäre Abregelung von Leistungsspitzen von Erneuerbaren Energie-Anlagen als Flexibilitätsoption kann sich in einem planbaren und rechtssicheren Rahmen als eine sinnvolle Ergänzung zum Netzausbau erweisen. Dies gilt allerdings nur, wenn sich die Einspeisemanagement-Maßnahme bei vollständiger Vergütung der abgeregelten Energie als volkswirtschaftlich kosteneffizienter als der Netzausbau erweist. Für uns bleibt der Netzausbau auf allen Spannungsebenen zwingend erforderlich, um die dezentrale Einspeisung sicherzustellen und den großräumigen Austausch von elektrischer Energie zu ermöglichen. Das bedeutet, dass die Anwendung von Abregelungen als Flexibilitätsoption den Netzbetreiber (sowohl auf Verteil- als auch auf Übertragungsnetzebene) weder von der punktuellen Netzanschlusspflicht noch von der allgemeinen Netzausbaupflicht enthebt.

Für uns gilt der Grundsatz: "Umschalten statt Abschalten!". D.h. das die erzeugte Erneuerbare Energie zunächst in Power-to-X Anlagen, wie z.B. Power-to-heat oder Power-to Gas, genutzt oder gespeichert wird. Nur wo dies nicht möglich ist, sollte abgeregelt werden. Damit die Energie genutzt werden kann, sollten netzdienliche Speicher neben "Endverbraucher" und "Erzeuger" als separate dritte Kategorie "Speicher" gesetzlich definiert werden. Wo Speicher zur Netzentlastung beitragen, sollten diese von den Netzentgelten befreit werden. Es könnte hilfreich sein, wenn der nur zu unverhältnismäßig hohen Kosten in das Netz integrierbare Strom aus Erneuerbaren Energien noch vor dem Netzverknüpfungspunkt einem anderen Sektor zugeführt werden kann. Dafür sind gesetzliche Schranken zu beseitigen.

Der Kabinettsentwurf zum Strommarktgesetz sieht die Abregelung von 3 % Jahresenergie pro Anlage für die Ebene der Netzplanung vor. Im Netzbetrieb sollte weiterhin die effizienteste Anlage für den Netzengpass geregelt werden können, gegebenenfalls auch unter Überschreitung des 3 % Kriteriums bei einzelnen Anlagen. Dafür ist eine Härtefallregelung erforderlich. Zudem muss, wenn trotz einer proaktiven Netzplanung eine Überschreitung der abgeregelten Jahresenergie über den festgelegten Prozentsatz von 3 % pro Anlage zu erwarten ist, unverzüglich mit dem Netzausbau begonnen werden. Bestehende und laufende Netzausbauprojekte sollen durch dieses neue Instrument nicht in ihrem Fortgang behindert werden. Zu klären ist, wie die zum Auslösen eines angepassten Netzausbaus nötigen 3 % Jahresenergieertragsminderung pro Anlage kalkuliert werden, wenn im Netzbetrieb einzelne Anlagen stärker abgeregelt werden können. Vermieden werden muss, dass in der Praxis Anlagen

geregelt werden, deren "3 % Budget" noch nicht ausgelastet ist, obwohl diese weniger Einfluss auf den Netzengpass haben. Das wäre volkswirtschaftlich und aus Gründen des Klimaschutzes wenig sinnvoll, denn die abzuregelnde Energie steigt mit der Entfernung der Anlage zum Netzengpass stark an.

Insgesamt muss sichergestellt werden, den volkswirtschaftlich sinnvollsten Weg zu beschreiten. Netzbetreiber, welche die drei-Prozent-Regelung in Anspruch nehmen, müssen dazu gesetzlich angehalten sein. Bereits seit 2013 ist das Einspeisemanagement als Sensitivität zum Netzentwicklungsplan zu berücksichtigen. D.h. die Auswirkungen der Spitzenkappung auf den Netzausbau werden untersucht. Im diesjährigen NEP 2025 wird EinsMan (Abregelung von max. 3 % Jahresenergie pro Anlage) erstmalig in allen Szenarien zu Grunde gelegt. Dabei werden auch die Bestandsanlagen einbezogen. Die Berechnungen zum NEP bieten damit die Möglichkeit die volkswirtschaftlichen Auswirkungen von EinsMan zu spezifizieren. Dazu ist es erforderlich, die Kosten der Abregelung (Entschädigungskosten) mit den Kosten für Netzausbau zu vergleichen. Nur so lassen sich belastbare Aussagen zur zeitlichen Planung des Netzausbaus treffen (Wie lange ist die vergütete Abregelung günstiger? Wann lohnt sich der Netzausbau?). Dabei müssten Entschädigungskosten der Abregelung in den Effizienzvergleich der Anreizregulierung einfließen, um eine wirtschaftliche Optimierung von Abregelung/Entschädigungszahlungen und Netzausbau zu erreichen. Die Kosten, die durch die Abregelung und den Bilanzkreisausgleich entstehen, müssen im Benchmarking in gleicher Weise berücksichtigt werden, wie die Netzausbaukosten. Schafft es der Netzbetreiber, die Abregelung durch die Aktivierung zusätzlicher Lasten zu vermeiden, sollte ihm dies im Effizienzvergleich angerechnet werden.

In der BMWi Verteilernetzstudie¹⁶ empfahlen die Autoren, dass Netzbetreiber "die Kosten der Umrüstung (Controller, Smart Meter Gateway, Kommunikation) tragen [sollten], um kostenoptimale Entscheidungen bzgl. der Umsetzung des Einspeisemanagements in der Netzplanung zu treffen (S. 81). Diesen Vorschlag unterstützt der BWE.

¹⁶ BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie), 2014. Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie). Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi). Online verfügbar unter: http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/verteilernetzstudie,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf, zuletzt geprüft am 04.02.2015

Daraus resultierende neue Fragestellungen zur Regelung der Netzanschlusskosten und der Entschädigung sollten allerdings differenziert betrachtet werden, denn es handelt sich um unterschiedliche Kosten-bzw. Vergütungsinstrumente:

- Netzplanung: die BNetzA ist zuständig für die Klärung der Netzanschlusskosten. Wichtig ist, dass die Ausbaupflicht bestehen bleibt.
- Einspeisemanagement im Anlagenbetrieb: die BNetzA ist ebenfalls zuständig für Fragen rund um die Entschädigung (siehe z.B. BNetzA "Leitfaden zum EEG – Einspeisemanagement-Abschaltrangfolge, Berechnung von Entschädigungszahlungen und Auswirkungen auf die Netzentgelte", Version 2.1, Stand 07.03.2014)¹⁷. Die Härtefallregelung muss unbedingt beibehalten werden.

Damit die Spitzenkappung keine inkonsistente Lösung bleibt, muss diese durch eine Netzengpassprognose des Netzbetreibers flankiert werden. In deren Rahmen könnte jeder Netzbetreiber die Belastung seines Netzes im Voraus prognostizieren. Dafür ließe sich das Ampelmodell nutzen und weiter entwickeln. Weil die Kommunikation am Netzanschlusspunkt geführt werden könnte, bliebe der Aufwand überschaubar. Der zuständige Betriebsführer des Umspannwerks würde dabei die Anlagenbetreiber informieren. Gegebenenfalls kann es hierfür sinnvoll sein, eine zweite kurzfristigere Prognose einzuführen. Wird keine Prognose erstellt, ist es für die Bilanzkreisverantwortlichen nicht möglich, die Bilanzkreise ausgeglichen zu halten. Mögliche Pönalen für Bilanzkreisabweichungen müssten dann vom Netzbetreiber getragen werden. Aus Gründen der Arbeitssicherheit und einer planbaren Erzeugungssteuerung sollte der Anlagenbetreiber vorab informiert werden. Bessere Prognosen bieten die Möglichkeit, das Prinzip "Nutzen vor Abregeln!" umzusetzen. So könnten lokale Märkte für Redispatch, Lasten oder Speicher entstehen, die aufgrund von Netzengpässen überschüssigen Strom aufnehmen.

¹⁷ http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Einspeisemanagement/Leitfaden_2_1/LeitfadenEEG_Version2_1.pdf?__blob=publicationFile&v=3

- Es gilt: "Nutzen vor Abregeln" bzw. "Umschalten statt Abschalten"
- Die Beibehaltung der Härtefallregelung ist zwingend erforderlich, weil sich Anlagen nur so diskriminierungsfrei abregeln lassen.
- Netzplanung: Eine Abregelung von 3 % Jahresenergie pro Anlage wie im Kabinettsentwurf zum Strommarktgesetz vorgesehen, muss (Übertragungsnetz) bzw. darf (Verteilungsnetz) in der Netzplanung berücksichtigt werden.
- Netzbetrieb: Es sollte weiterhin die effizienteste Anlage (Nähe zum Netzengpass) für den Netzengpass geregelt werden können. Dabei ist gegebenenfalls eine Überschreitung des 3 % Kriteriums bei einzelnen Anlagen hinzunehmen, für die dann jedoch eine Härtefallregelung nötig ist.
- Auslösung der Netzausbaupflicht: Wenn trotz einer proaktiven Netzplanung eine Überschreitung der abgeregelten Jahresenergie über den festgelegten Prozentsatz von 3 % pro Anlage zu erwarten ist, ist mit dem Netzausbau unverzüglich zu beginnen. (Bestehende und laufende Netzausbauprojekte sind davon nicht betroffen).
- Zur Dimensionierung der Netzanschlusskapazität der Windenergieanlagen sollte unbedingt ein windstarkes Jahr gewählt werden, damit es nicht zu höheren Energieverlusten als 3 % kommt.
- Wichtig ist die Freiwilligkeit: Der Verteilungsnetzbetreiber kann, muss aber nicht die 3 % in der Netzplanung berücksichtigen. Er darf auch unterhalb der 3 % das Netz weiterhin ausbauen.
- Zielführend ist der 3 % Ansatz (Netzplanung) nur in Regionen, die das Potenzial an Erneuerbaren Energien weitgehend ausgeschöpft haben
- Die Netzplanung sollte proaktiv sein und die Erzeugungsstruktur berücksichtigen. Dazu sollte § 14 (1a) EnWG Netzausbaupläne im Verteilnetz stärkere Anwendung finden, wobei landesplanerisch vorgesehene Eignungsgebiete zu berücksichtigen wären.
- Die Ausbaupflicht und die Entschädigungshöhe müssen getrennt voneinander geregelt werden. Anderenfalls besteht die Gefahr für juristische Auseinandersetzungen, die den Netzausbau genauso wie den erforderlichen Zubau Erneuerbarer Energien Anlagen blockieren.
- Die Entschädigungskosten der Abregelung sollten in den Effizienzvergleich der Anreizregulierung einfließen, um eine wirtschaftliche Optimierung von Abregelung/Entschädigungszahlungen und Netzausbau zu erreichen.
- Netzbetreiber sollten "die Kosten der Umrüstung (Controller, Smart Meter Gateway, Kommunikation) tragen, um kostenoptimale Entscheidungen bzgl. der Umsetzung des Einspeisemanagements in der Netzplanung zu treffen"
- Kommunikation zwischen allen Beteiligten Netzbetreiber / Anlagenbetreiber / Direktvermarkter- ist das A und O. Daher sollte z.B. der Netzbetreiber den Anlagenbetreiber u.a. vorab über geplante Wartungen und Abschaltungen informieren.
- Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und Verteilnetzbetreiber (VNB) sollten verpflichtet werden, vortägig eine Netzengpassprognose zu erstellen und diese den betroffenen Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) und Anlagenbetreibern vor Öffnung des Day-Ahead Marktes übermitteln.
- Die weitere Ausgestaltung des 3%-Ansatzes sollte angesichts der massiven Betroffenheit von Netzbetreibern und Projektentwicklern begleitet werden durch intensive Industriekonsultationen und Anhörungen. Der BWE bietet sich mit seinen Experten als Plattform für die weiteren Diskussionen an.

Ansprechpartnerin: Anne Palenberg, Referentin Netzintegration im BWE Telefon: +49 30/212341-244, Mail: a.palenberg@wind-energie.de

- [1] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2014): Ein Strommarkt für die Energiewende. Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch). Online verfügbar unter http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/G/gruenbuch-gesamt,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf, zuletzt geprüft am 04.02.2015
- [2] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2015):
 Ein Strommarkt für die Energiewende. Ergebnispapier des
 Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch).
 Online verfügbar unter http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/weissbuch,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf, zuletzt geprüft am 04.08.2015
- [3] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2014): Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie). Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi).
 - Online verfügbar unter http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/verteilernetzstudie,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf, zuletzt geprüft am 04.02.2015
- [4] Bundesnetzagentur (BNetzA); Bundeskartellamt (2014):

 Monitoringbericht 2014. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. §
 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB.

 Online verfügbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/Shared-Docs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2014/Monitoringbericht_2014_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=4, zuletzt geprüft am 04.02.2015
- [5] Bundesnetzagentur (BNetzA) (2011): "Smart Grid" und "Smart Market". Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems.
 - Online verfügbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netz-zugangUndMesswesen/SmartGridEckpunktepapier/SmartGridPapierpdf.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 31.03.2015
- 6] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2013): BDEW-Roadmap. Realistische Schritte zur Umsetzung von Smart Grids in Deutschland.
 - Online verfügbar unter http://www.e-energy.de/documents/BDEW-Ro-admap_Smart_Grids.pdf, zuletzt geprüft am 04.02.2015
- [7] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2012):
 Diskussionspapier. Smart Grids: Das Zusammenwirken von Netz und Markt.
 - Online verfügbar unter http://www.e-energy.de/documents/BDEW-Ro-admap_Smart_Grids.pdf, zuletzt geprüft am 04.02.2015

- [8] Bundesverband WindEnergie e.V. (2015): Stellungnahme zum Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch) "Ein Strommarkt für die Energiewende" Online verfügbar https://www.wind-energie.de/system/files/attach-
 - Online verfügbar https://www.wind-energie.de/system/files/attach-ments/press-release/2015/debatte-um-strommarktdesign-bwe-unter-mauert-mit-eigener-stellungnahme-position-des-bee/bwe-stellungnahme-gruenbuch.pdf, zuletzt geprüft am 27.03.2015
- [9] 50 Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH (2014):
 - Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2015. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.
 - Online verfügbar unter http://www.netzentwicklungsplan.de/system/files/documents/Szenariorahmen_NEP2015_Entwurf_140430.pdf, zuletzt geprüft am 04.02.2015 [Dokument nicht mehr verfügbar, der genehmigte Szenariorahmen 2025 ist hier downloadbar:
 - http://www.netzausbau.de/bedarfsermittlung/2025/szenariorahmen/de.html]
- [10] 50 Hertz Transmission GmbH; E.Dis; ENSO Netz; Avacon; HSN Magdeburg; SWM Magdeburg; Mitnetz Strom; Stromnetz Hamburg; Stromnetz Berlin; Thüringer Energienetz; WEMAG Netz GmbH (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.
 - Online verfügbar unter http://www.stromnetz-hamburg.de/de/file/10_ Punkte_Programm_Systemsicherheit.pdf_64611572.pdf, zuletzt geprüft am 04.02.2015
- [11] Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme ISE (2015):

Energy Charts.

- Online verfügbar unter https://www.energy-charts.de/, zuletzt geprüft am 04.02.2015
- [12] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2012):
 - dena-Verteilnetzstudie. Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030.
 - Online verfügbar unter http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/ Projekte/Energiesysteme/Dokumente/denaVNS_Abschlussbericht.pdf, zuletzt geprüft am 04.02.2015
- [13] European Network of Transmission System Operators for Electricity (2012):

Network Code on Operational Security.

- Online verfügbar unter https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/resources/OS_NC/130924-AS-NC_OS_2nd_Edition_final.pdf, zuletzt geprüft am 04.02.2015
- [14] Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume Schleswig Holstein (MELUR) (2014):
 - Energy Charts. Abregelung von Strom aus Erneuerbaren Energien und daraus resultierende Entschädigungsansprüche in den Jahren 2010 bis 2013.
 - Online verfügbar unter http://www.schleswigholstein.de/Energie/DE/ Energiewende/Kosten_Energiewende/einspeisemanagement_faq_pdf__ blob=publicationFile.pdf, zuletzt geprüft am 04.02.2015

[15] 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH (2014):

Netzentwicklungsplan 2014. Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.

Online verfügbar unter http://www.netzentwicklungsplan.de/_NEP_file_transfer/NEP_2014_2_Entwurf_Teil1.pdf, zuletzt geprüft am 04.02.2015

[16] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2014):

Einführung von Smart Meter in Deutschland. Analyse von Rolloutszenarien und ihrer regulatorischen Implikationen.

Online verfügbar unter http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/ Projekte/Energiesysteme/Dokumente/140709_dena-Smart-Meter-Studie_Endbericht_final.pdf, zuletzt geprüft am 04.02.2015

[17] Bundesnetzagentur (BNetzA) (2014):

Einspeisemanagement – Vorübergehendes Problem oder Dauerlösung? Online verfügbar unter https://www.efzn.de/uploads/media/03_Zerres_ Einspeisemanagement.pdf, zuletzt geprüft am 04.02.2015

[18] Ecofys (2013):

Abschätzung der Bedeutung des Einspeisemanagements nach § 11 EEG und § 13 Abs. 2 EnWG. Auswirkungen auf die Windenergieerzeugung in den Jahren 2011 und 2012.

Im Auftrag des Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE).

[19] EWE Netz GmbH (2014):

Netzstudie zur Steigerbarkeit der Netzanschlusskapazität ländlicher Verteilnetze durch ein intelligentes Erzeugungsmanagement.

[20] Bundesnetzagentur (BNetzA) (2014):

Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement – Abschaltrangfolge, Berechnung von Entschädigungszahlungen und Auswirkungen auf die Netzentgelte (Version 2.1).

Online verfügbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/Shared-Docs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutio-nen/ErneuerbareEnergien/Einspeisemanagement/Leitfaden_2_1/LeitfadenEEG_Version2_1.pdf?__blob=publicationFile&v=3, zuletzt geprüft am 04.02.2015

[21] Agora Energiewende (2014):

Negative Strompreise: Ursachen und Wirkungen. Eine Analyse der aktuellen Entwicklungen – und ein Vorschlag für ein Flexibilitätsgesetz.

Online verfügbar unter http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/Negative_Strompreise/Agora_NegativeStrompreise_Web.pdf, zuletzt geprüft am 04.02.2015

[22] Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE); Ecofys (2012): Bewertung von Einspeisenetzen. Kurzstudie. Online verfügbar unter http://www.ecofys.com/files/files/ecofys_2012_

bewertung_von_einspeisenetzen.pdf, zuletzt geprüft am 04.02.2015

[23] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) (2012): Praxis-Leitfaden für unterstützende Maßnahmen von Stromnetzbetreibern. Kommunikations- und Anwendungs-Leitfaden zur Umsetzung der Systemverantwortung gemäß §§ 13 Abs. 2, 14 Abs. 1 und 14 Abs. 1c EnWG.

Online verfügbar unter https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20121012-bdew-vku-leitfaden-praxis-leitfaden-fuer-unterstuetzen-de-massnahmen-von-stromnetzbetreiber/\$file/20121012_BDEW-VKU%20Praxis-Leitfaden_fuer_unterstuetzende_Ma%C3%9Fnahmen_von_Stromnetzbetreibern.pdf, zuletzt geprüft am 04.02.2015

[24] Ecofys; Consentec (2013):

Untersuchungen zur Notwendigkeit einer weitergehenden Systemsteuerung zur Einhaltung der Systembilanz. Online verfügbar unter http://www.ecofys.com/files/files/consentec-ecofys-2014-systemsteuerung-einhaltung-systembilanz.pdf, zuletzt geprüft am 04.02.2015

[25] Ecofys (2011): Lastfolgefähigkeit deutscher Kernkraftwerke. Im Auftrag des Deutschen Bundestages.

[26] Clearingstelle EEG (2013):

Steht Anlagenbetreiberinnen bzw. -betreibern ein Ersatzanspruch gemäß § 12 EEG 2012 bzw. EEG 2009 bei wartungsbedingten oder sonstigen Abschaltungen zu?

Online verfügbar unter http://clearingstelle-eeg.de/beitrag/2262, zuletzt geprüft am 04.02.2015

[27] 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH (2014):

EEG-Mittelfristprognose.

Online verfügbar unter https://www.netztransparenz.de/de/Jahres-Mittelfristprognosen.htm, zuletzt geprüft am 04.02.2015

[28] Schleswig-Holstein Netz AG (2014):

EEG-Kataster. Planung in den Netzgebieten.

Online verfügbar unter

https://www.sh-netz.com/cps/rde/xchg/sh-netz/hs.xsl/136.htm, zuletzt geprüft am 04.02.2015

Kurztitel: Weiterentwicklung des Einspeise-Managements

Herausgeber: Bundesverband WindEnergie e.V.

Neustädtische Kirchstraße 6

10117 Berlin

E-Mail: info@wind-energie.de Internet: www.wind-energie.de



ECOFYS

Bearbeitung: Ecofys GmbH Albrechtstraße 10c 10117 Berlin

Dr.-Ing. Karsten Burges, Michael Döring Projekt-Nummer: POWDE14829

info@ecofys.com

© Ecofys 2015 beauftragt durch: Bundesverband Windenergie e.V.

Datum: 31. Juli 2015

Gestaltung: Miller Partners communications



