



BWE Stellungnahme zum Entwurf - Leitfaden zum Einspeisemanagement, Version 3.0 (Stand Juni 2017)

31.08.2017

Der BWE begrüßt den von der Bundesnetzagentur (BNetzA) vorgelegten Entwurf eines Leitfadens zum Einspeisemanagement (EinsMan) und bezieht wie folgt Stellung:

Grundsätzlich muss Einspeisemanagement vermieden werden- es gilt „Nutzen vor Abregeln“. Um die Notwendigkeit von durchgeführten EinsMan Maßnahmen überprüfen zu können, muss § 14 Absatz 3 EEG dringend umgesetzt werden:

„auf Verlangen innerhalb von vier Wochen Nachweise über die Erforderlichkeit der Maßnahme vorlegen.... Die Nachweise müssen eine sachkundige dritte Person in die Lage versetzen, ohne weitere Informationen die Erforderlichkeit der Maßnahme vollständig nachvollziehen zu können; zu diesem Zweck sind im Fall eines Verlangens nach Satz 1 letzter Halbsatz insbesondere die nach Absatz 1 Satz 1 Nummer 3 erhobenen Daten vorzulegen.“

Der BWE spricht sich klar für den bilanziellen Ausgleich durch den Netzbetreiber als volkswirtschaftlich effizienteste Maßnahme aus (2.4.2.1).

Zudem begrüßt der BWE die Ausführungen der BNetzA zur Entschädigungspflicht dem Grunde nach (2.4.2.2). Diese Entschädigungspflicht liegt unabhängig davon vor, ob der Anlagenbetreiber selbst das Risiko der Bilanzkreis-Bewirtschaftung trägt oder nicht.

Das Kapitel 2.4.2 „Anlagen in der Direktvermarktung“ wurde im Verband intensiv diskutiert. Es hat sich gezeigt, dass weiterhin hoher Diskussions- und Abstimmungsbedarf besteht. Der BWE bittet die BNetzA darum, dieses Thema mit den Betroffenen zu erörtern. Ein Stakeholder-Workshop ist aus Sicht des BWE ein geeigneter Rahmen für eine intensive Diskussion.

Zu den Kapiteln des Leitfadens im Einzelnen:

Rechtsnatur des Leitfadens

Der Leitfaden gibt keinen Geltungszeitraum an. Die geplanten Änderungen erfordern zahlreiche Vertragsanpassungen. Dafür sollte genügend Zeit zur Umsetzung eingeplant werden. Deshalb müssen Übergangfristen für die vertraglichen Änderungen eingeplant werden. Diese sollten auf den Jahreswechsel gelegt werden und nicht unterjährig sein.



BWE Vorschlag (hinter Rechtsnatur des Leitfadens einfügen): Änderungen gegenüber dem bisherigen Leitfaden, insbesondere zum Abrechnungsverfahren, sollen ab dem 1.1.2018 umgesetzt werden.

Kapitel 1 Rangfolge der Systemsicherheitsmaßnahmen nach dem EnWG sowie dem EEG (insb. Abschalttrangfolge der Erzeuger)

Die Abschaltreihenfolge ist von großer Bedeutung für die Erneuerbaren Energien. Eine Aktualisierung dieses Abschnitts im Leitfaden sollte zeitnah erfolgen. Dabei sollte das detaillierte Einspeiseranking direkt in diesen Leitfaden aufgenommen werden, und nicht separat in einem BDEW / VKU Dokument festgelegt werden. Der Dachverband des BWE, der Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE), wird dazu in den nächsten Monaten einen Vorschlag vorlegen. Da die Zeit drängt, sollte eine erste Überarbeitung der wichtigsten Punkte noch in der vorliegenden Fassung berücksichtigt werden. Die komplette Überarbeitung kann dann später erfolgen.

Gegenüber der Fassung von 2014 sollten in einem ersten Schritt folgende Anlagen möglichst zuletzt abgeregelt und erst am Ende der Rangfolge eingebaut werden:

- Wasserkraftanlagen: durch die Abregelung kann es zur Schwallbildung kommen, dies sollte aus ökologischen- und Sicherheitsaspekten möglichst vermieden werden.
- Biogasanlagen, die eine Wärmeversorgung sicherstellen müssen.
- Anlagen, die aufgrund von Typenzertifizierungen, Prototypenvermessungen oder genehmigungsrechtlichen Auflagen vermessen werden: die Wiederholung der Testreihen führt zu erheblichem Zeitverzug und damit zu unnötigen Kosten.
- EE Anlagen in der Regelenergie, die einen Zuschlag erhalten haben und in der Vorhaltung sind. Diese Anlagen müssen zuallerletzt abgeregelt und gesondert entschädigt werden.

Kapitel 2 Ermittlung der Entschädigungszahlung

2.2 Abrechnung mehrerer Anlagen über eine Messeinrichtung

„Der Anlagenbetreiber stellt dem Netzbetreiber die benötigten Werte zur Ermittlung der Ausfallarbeit auf Basis der Messwerte des Anlagenzählers (Scada-Werte) in der vom Netzbetreiber gewünschten Form zur Verfügung“ (Leitfaden S. 14)

Standardmäßig erfassen Hersteller 10-Minuten-Werte (nicht 15-Minuten-Werte). Die Formulierung "in der vom Netzbetreiber gewünschten Form" ermöglicht es dem Netzbetreiber beliebige Anforderungen an das Datenformat zu stellen und so gegebenenfalls die Verwendung von SCADA-Daten zu verhindern. Das Ziel ist ein einheitliches Format zu finden, das alle Anlagenbetreiber nutzen und akzeptieren.

BWE Vorschlag: „Der Anlagenbetreiber stellt dem Netzbetreiber die benötigten Werte zur Ermittlung der Ausfallarbeit auf Basis der Messwerte des Anlagenzählers als Scada-Werte im 10 Minuten Format **in einer für alle Netzregionen standardisierten Vorlage** in der vom Netzbetreiber gewünschten Form zur Verfügung“.



2.3.1.2 Spitzabrechnungsverfahren für Windenergieanlagen

„Dabei sind die Werte der letzten vollständig gemessenen Zeitintervalle (60 Minuten) unmittelbar vor der Einspeisemanagement Maßnahme zu betrachten.“ (Leitfaden S. 18)

Wenn innerhalb der letzten 60 Minuten keine Einspeisung stattfand, resultiert bei der Berechnung ein Korrekturfaktor von Null und damit einhergehend eine Ausfallarbeit von Null. Die mögliche Einspeisung während der Fernsteuerungsmaßnahme ist damit nicht abbildbar. Deshalb sollte in dem Fall, wenn in der Stunde vor der Maßnahme die Produktion gleich Null war, das letzte einstündige Zeitintervall, in dem eine Einspeisung stattfand, zur Ermittlung des Korrekturfaktors herangezogen werden.

BWE Vorschlag: „Dabei sind die Werte der letzten, vollständig gemessenen Zeitintervalle (60 Minuten) **in denen Einspeisung stattfand**, unmittelbar vor der Einspeisemanagement Maßnahme zu betrachten.“

„Zur Nachweisführung sind die Windgeschwindigkeiten zu protokollieren und aufzubewahren.“ (Leitfaden, S. 16)

Der Zeitraum der Aufbewahrung muss festgelegt werden. Dieser sollte maximal 5 Jahre betragen und sich an den anderen Aufbewahrungspflichten wie z.B. den vorzuhaltenden Betriebsdaten zur Überprüfung des Standortertrags gemäß Anlage2 (zu § 36h) EEG orientieren.

BWE Vorschlag: „Zur Nachweisführung sind die Windgeschwindigkeiten zu protokollieren und **für 5 Jahre** aufzubewahren.“ (S. 16)

2.4.1.2 Zusätzliche Aufwendungen

„Beispiele, die keine zusätzlichen Aufwendungen darstellen: Verwaltungs- oder Abrechnungskosten für die Abwicklung der Entschädigungsansprüche“ (Leitfaden, S.35)

Es besteht Konsens darüber, dass Verwaltungs- und Abrechnungskosten, die auch anfallen würden, wenn die Anlage nicht von Einspeisemanagementmaßnahmen betroffen wäre, nicht (anteilig) als Verwaltungs- und Abrechnungskosten geltend gemacht werden können. Nicht nachvollziehbar ist, warum Verwaltungs- und Abrechnungskosten, die im Zusammenhang mit der Abrechnung der Entschädigung der Einspeisemanagement-Maßnahme stehen, keine zusätzlichen Aufwendungen darstellen sollen. Diese Verwaltungs- oder Abrechnungskosten fallen ausschließlich deshalb an, weil es die Einspeisemanagement-Maßnahme gegeben hatte und sind deshalb als zusätzliche Kosten zu sehen. Siehe dazu auch das Urteil des LG Frankfurt (Oder) vom 24.07.2014 (13 O 283/13): Zusätzliche Aufwendungen sind Kosten, die dem Anlagenbetreiber durch die Einspeisemanagementmaßnahme entstanden sind (daher Erstattung der Kosten für die Berechnung der Ausfallarbeit)¹

BWE Vorschlag: **Verwaltungs- oder Abrechnungskosten für die Abwicklung der Entschädigungsansprüche** in der Auflistung der „Beispiele, die keine zusätzlichen Aufwendungen darstellen“ **streichen**.

¹ Vortrag Jens Vollprecht, BBH, http://archiv.windenergietage.de/WT25/25WT0911_F13_1220_BBH.pdf, S. 22



2.4.2 EE-Anlagen in der Direktvermarktung

Aktuell erfolgt die Abrechnung und somit die Entschädigung des Anlagenbetreibers bei einer Einspeisemanagementmaßnahme (gemäß §15 EEG Härtefallregelung) zwischen dem Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache für die Abregelung liegt und dem Anlagenbetreiber. Der Anlagenbetreiber ist allein anspruchsberechtigt für die Härtefallentschädigung nach § 15 EEG.

Die BNetzA scheint in ihrem Leitfaden vom „direktvermarktenden Anlagenbetreiber“ als „eine Einheit“ auszugehen, die anspruchsberechtigt nach § 15 EEG ist. Im Binnenverhältnis dieser Einheit (Direktvermarkter und Anlagenbetreiber) scheint sie anzunehmen, dass der Direktvermarkter dem Anlagenbetreiber im Falle von EinsMan weiter den Monatsmarktwert vergütet.

Das entspricht nicht der gängigen Praxis. In der Realität und im Regelfall erhalten Anlagenbetreiber für den während der EinsMan-Maßnahme nicht produzierten Strom auch keine Vergütung vom Direktvermarkter. Die aktuellen Verträge der Anlagenbetreiber mit den Direktvermarktern sehen ausnahmslos vor, dass nur die eingespeisten Kilowattstunden vergütet werden und der Direktvermarkter den Anlagenbetreiber im Falle der EinsMan Maßnahme nicht entschädigt. Im Gegenteil: In den Direktvermarktungsverträgen ist vielfach auch noch vorgesehen, dass die Anlagenbetreiber, die bei den Direktvermarktern während der EinsMan-Maßnahmen wegen der ausbleibenden Stromlieferung anfallenden zusätzlichen Kosten für Ausgleichsenergie dem Grunde nach erstatten müssen. Deshalb muss der Netzbetreiber den Anlagenbetreiber auf Basis von § 15 EEG weiterhin auf Basis der entgangenen Einnahmen vollständig (d.h. Monatsmarktwert plus Marktprämie plus sämtliche zusätzliche Aufwendungen) entschädigen.

In den Fällen, die die BNetzA anscheinend für ihren Vorschlag zu Grunde legt, und in denen der Anlagenbetreiber vom Direktvermarkter auch während der Einspeisemanagementmaßnahme die vereinbarte Vergütung (regelmäßig den Monatsmarktwert) erhalten sollten, darf natürlich nicht doppelt entschädigt werden. Das versteht sich indes von selbst, weil nach § 15 EEG nur „entgangene Einnahmen“ zu entschädigen sind. Würde der Anlagenbetreiber – was in der Realität nicht so ist – vom Direktvermarkter auch für den während und wegen der EinsMan-Maßnahme nicht gelieferten Strom bezahlt werden, hätte er insoweit ohnehin keinen Entschädigungsanspruch nach § 15 EEG. Der Vorschlag der BNetzA ist daher zwar folgerichtig, geht für die bestehenden Direktvermarktungsverträge aber an der Sache vorbei. Sofern die BNetzA eine Abrechnung der entgangenen Vermarktungserlöse und der weiteren Ausgleichsenergiekosten direkt im Verhältnis zwischen Netzbetreiber und Direktvermarkter befürwortet und dieses Prozedere auch die Zustimmung der Netzbetreiber finden sollte, wäre also zunächst eine Anpassung der im Markt bestehenden Direktvermarktungsverträge erforderlich. Hierfür müssten Übergangsfristen definiert werden. Nur so können rechtlich nicht eindeutig geklärte Zeiträume vermieden werden.

Der alternative Ansatz der BNetzA kann vom BWE unter folgenden Voraussetzungen mitgetragen werden. Anlagenbetreiber und Direktvermarkter sind für alle aus der EinsMan-Schaltung entstehenden Kosten nach §15 EEG als Einheit anspruchsberechtigt. Nur so kann sichergestellt werden, dass der Anlagenbetreiber zukünftig auch für die Ausfallarbeit während der EinsMan-Maßnahme die vertragliche Vergütung vom Direktvermarkter erhält und so neben dem Verlust der Marktprämie keine weiteren entgangenen Einnahmen hat. Die Umsetzung des im Leitfaden offenbar angedachten Modells erfordert dies zwingend. Wenn die Zahlung der vertraglichen Vergütung, d.h. des Monatsmarktwertes nicht gewährleistet ist, muss sichergestellt werden, dass die Entschädigung des Anlagenbetreibers auf Basis sämtlicher entgangener Einnahmen bestimmt wird, d.h. im Regelfall ist dann der gesamte anzulegende Wert zugrunde zu legen. Das ist auch im Sinne von § 15 Absatz 1 EEG erforderlich, nach dem „95 % der entgangenen Einnahmen zuzüglich der zusätzlichen Aufwendungen und abzüglich der ersparten Aufwendungen“ entschädigt werden müssen. Deshalb muss der Vorschlag zu den entgangenen Einnahmen unbedingt umgesetzt werden. Die Marktprämie reicht nur dann aus, **sofern und soweit der Anlagenbetreiber auch für die Phase des Einspeisemanagements**



die vertraglich vereinbarte Vergütung (d.h. regelmäßig den Monatsmarktwert) vom Direktvermarkter erhält.“
(siehe BWE Vorschlag unten)

Es ist wie oben bereits erwähnt zudem notwendig, dass dem Direktvermarkter alle ihm zusätzlich durch die Einspeisemanagement-Maßnahme entstehenden Kosten erstattet werden (siehe dazu auch 2.4.2.2). Denn ansonsten würde er diese zusätzlichen Kosten indirekt an den Anlagenbetreiber weitergeben, so dass der neue Ansatz der BNetzA sein Ziel (rechtliche Unklarheiten beseitigen- „effiziente und sachgerechte Umsetzung des Einspeisemanagements“) verfehlen würde. Dann würde der Anlagenbetreiber am Ende nicht auf Basis seiner entgangenen Einnahmen entschädigt.

Im Falle, dass der Anlagenbetreiber durch den Netzbetreiber bereits am Vortag bis 11 h über den Zeitpunkt, das Ausmaß und die Dauer einer EinsMan-Maßnahme informiert würde, wäre der BNetzA-Vorschlag (Entschädigung mit Marktprämie + Aufwand für Bilanzausgleich) nicht anwendbar. In diesem Fall würde am Day Ahead Markt kein Strom verkauft und es entstünde folglich auch kein Bilanzkreisungleichgewicht. Dann müsste der Anlagenbetreiber mit dem anzulegenden Wert entschädigt werden.

Standards, Formate und Webseite:

Wenn der Direktvermarkter die Abrechnung der Einspeisemanagementmaßnahmen gegenüber dem Netzbetreiber übernimmt sollten dafür einheitliche Formate genutzt werden.

BWE Vorschlag: Netzbetreiber und Marktakteure erarbeiten gemeinsam und zeitnah:

- einheitliche Formate zur Rechnungsstellung und Nachweisführung, insbesondere für die Einbeziehung der Zeitreihen der Ausfallarbeit in das Energiedatenmanagement
- eine einheitliche Webseite, auf der alle Netzbetreiber EinsMan-Maßnahmen so früh wie möglich² ankündigen und erfolgte Maßnahmen zeitnah lückenlos auflisten. Hierzu könnte beispielsweise die bestehende Plattform „www.netztransparenz.de“ genutzt werden. Das gilt ungeachtet der Informationspflicht nach § 14 Abs. 2 und 3 EEG.

Entgangene Einnahmen

„Erfolgt die Veräußerung des von der Anlage erzeugten Stroms im Wege der Direktvermarktung mit Marktprämie, ist als entgangene Einnahme nur die Marktprämie (MP) anzusetzen, da die Verkaufserlöse unabhängig von der Einspeisemanagement-Maßnahme erzielt werden können.“ (Leitfaden, S.36)

Begründung siehe oben unter Einleitung von 2.4.2.

BWE Forderung: Es muss sichergestellt sein, dass der Anlagenbetreibereine Entschädigung auf Basis seiner gesamten entgangenen Einnahmen erhält. Erfolgt die Veräußerung des von der Anlage erzeugten Stroms im Wege der Direktvermarktung mit Marktprämie, ist als entgangene Einnahme nur die Marktprämie (MP) anzusetzen, **sofern und soweit der Anlagenbetreiber auch für die Phase des Einspeisemanagements die vertraglich vereinbarte Vergütung (d.h. regelmäßig den Monatsmarktwert) vom Direktvermarkter erhält.“**

² Hier könnten gegebenenfalls Prognosen in regelmäßigen Abständen aktualisiert veröffentlicht werden, so dass die Zuverlässigkeit steigt, je näher der Zeitpunkt der Abregelung rückt.



2.4.2.1 Gezielter bilanzieller Ausgleich durch den Netzbetreiber

Grundsätzlich ist der unter Punkt 2.4.2.1 beschriebene Weg des „gezielten bilanziellen Ausgleich durch den Netzbetreiber“ in dem der Direktvermarkter für die abgeregelten Strommengen (die Ausfallarbeit) einen Ersatzfahrplan erhält, die beste Lösung. Es ist wichtig, dass für den Ausgleich die volkswirtschaftlich günstigsten Maßnahmen ergriffen werden. Im Regelfall sollte der Netzbetreiber den bilanziellen Ausgleich am effizientesten vornehmen können, da er schon am Vortag Prognosen über geplante EinsMan Schaltungen hat (oder zukünftig haben sollte) und entsprechend reagieren kann. Wenn die Bilanzkreisverantwortlichen alle zur gleichen Zeit die Meldung über geplante EinsMan Schaltungen erhalten, müssen diese auch alle zur gleichen Zeit teilweise in derselben Viertelstunde Strom kaufen. Der Netzbetreiber hat dafür einen längeren Vorlauf und kann deshalb über einen längeren Zeitraum handeln und bessere Preise erzielen. Zudem steigen abhängig von den prognostizierten EinsMan Maßnahmen die Strompreise am Intradaymarkt im Vergleich zum Day-Ahead Preis³.

Dabei ist folgendes zu beachten:

Es muss sichergestellt sein, dass der Anlagenbetreiber bzw. der Bilanzkreisverantwortliche die Information über die geplante EinsMan-Maßnahme und deren Dauer und auch ob bilanziell ausgeglichen wird oder nicht spätestens zu Beginn der Schaltung, besser mit hinreichender Vorlaufzeit erhält. Der Direktvermarkter kann sonst nicht zwischen EinsMan-Maßnahmen und wetterbedingten Produktionsrückgängen unterscheiden und würde eine Beschaffung im Intradaymarkt vornehmen. Auch wenn der Netzbetreiber den Ausgleich übernimmt, ist die Information für die Online-Korrekturprozesse beim Direktvermarkter / Bilanzkreisverantwortlichen erforderlich.

2.4.2.2 Bilanzieller Ausgleich durch Anlagenbetreiber oder Direktvermarktungsunternehmen

Grundsätzlich wäre es, wie oben ausgeführt, im Sinne eines effizienten Systems besser, wenn der Netzbetreiber den bilanziellen Ausgleich übernehmen würde. Das Ziel muss sein, die volkswirtschaftlichen Kosten niedrig zu halten.

"Die Bundesnetzagentur ist in Anlehnung an § 5 Abs. 4 StromNZV der Auffassung, dass spätestens vier Viertelstunden nach Mitteilung der Einspeisemanagement-Maßnahme nach § 14 Abs. 2 EEG ein bilanzieller Ausgleich durch den Bilanzkreisverantwortlichen erfolgt sein kann und muss. Abzustellen ist auf die Mitteilung des Netzbetreibers gegenüber dem Anlagenbetreiber." (Leitfaden, S. 39)

Wenn der Netzbetreiber den bilanziellen Ausgleich nicht vornimmt, ist der Bilanzkreisverantwortliche verpflichtet dies zu tun. Die Kosten (genauer: die zusätzlichen und ersparten Aufwendungen), die dafür entstehen, bekommt er erstattet, wenn er mindestens eine Stunde vor der EinsMan Maßnahme darüber informiert wurde. Wenn er danach informiert wird bekommt er den regelzonenübergreifenden einheitlichen Ausgleichsenergiepreis für die jeweilige Viertelstunde (reBAPi) erstattet (siehe 2.4.2.3).

Die Frist von vier Viertelstunden für die Vorankündigung der Maßnahme durch den Netzbetreiber ist akzeptabel,

³ Siehe energate Artikel „EinsMan Mengen beeinflussen Spotmarktpreise“ (16.08.2017): <http://www.energate-messenger.de/news/176539/einsman-mengen-beeinflussen-spotmarktpreise>

sofern die Netzbetreiber die Meldungen in einer einheitlichen und automatisiert verarbeitbaren Form übermitteln. Nur dann ist es den Bilanzkreisverantwortlichen möglich, die Auswirkungen automatisiert in die Positionsermittlung für den Intraday-Handel zu übernehmen.

„Bislang findet eine solche Vorabinformation des Anlagenbetreibers in der Regel allerdings nicht statt.“ (Leitfaden, Fußnote 11, S. 39)

Die Bundesnetzagentur merkt in der Fußnote 11 richtigerweise an, dass eine Vorabinformation des Anlagenbetreibers durch den Netzbetreiber bisher in der Regel nicht stattfindet. Dies ist zurzeit gängige Praxis und wesentlich im Verhältnis zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber.

BWE Vorschlag: Statt dies in einer Fußnote zu ergänzen, sollte diese Information in den Text des Leitfadens aufgenommen werden.

Höhe der Entschädigung

„Diese Veröffentlichungen, insbesondere der ID3 Preis und der Höchstpreis einer Viertelstunde, sind ein guter Anhaltspunkt für die Preise“ (Leitfaden, S. 41)

Der BWE unterstützt diese Einschätzung der BNetzA. Aktuell bietet der ID3 Preis eine gute Näherung. Perspektivisch wäre der ID1 Preis der effizientere Anhaltspunkt.

Zur Tabelle „geltend gemachter Preis (Pi) / Nachweisobliegenheit“ (Leitfaden, S. 42)

Es ist nicht nachvollziehbar, warum systematisch ein besserer Preis als ID3 erzielt werden können sollte (z.B: 70 % ID3). Zumal der Direktvermarkter immer „auf der falschen Seite“ des Marktes liegen wird, weil im Falle von EinsMan zahlreiche andere Akteure ebenfalls nachkaufen müssen. Deshalb muss 100 % des ID3 Preises ohne Nachweis angerechnet werden können. Zumal der Nachweis eines einzelnen Geschäfts problematisch bis unmöglich ist, weil der Direktvermarktungsunternehmen/Bilanzkreisverantwortliche nicht eine einzelne Anlage, sondern ein Portfolio bewirtschaftet. Einzelne Handelstransaktionen können im Normalfall daher nicht einzelnen EinsMan-Maßnahmen zugeordnet werden. Wollte man einzelne Geschäfte nachweisen, müsste man zusätzliche (ggf. gegenläufige) Handelstransaktionen durchführen. Das würde zu zusätzlichen Transaktionskosten (Handelsgebühren) führen.

BWE Vorschlag: Tabelle folgendermaßen anpassen:

geltend gemachter Preis (Pi)	Nachweisobliegenheit
bis 100 % des ID3-Preises	Keine weiteren Nachweise erforderlich
bis Höchstpreis	Nachweis des konkreten Geschäfts (Zeit, Geschäftspartner); dies ermöglicht ggf. eine Missbrauchskontrolle.

- Die Zeile „Bis 70 % des ID3-Preises“ ist zu streichen.
- Hinter „Bis 100 % des ID3-Preises“ ist einzufügen: „Keine weiteren Nachweise erforderlich“. Der Satz „Nachweis des konkreten Geschäfts (Zeit, Geschäftspartner), dies ermöglicht ggf. eine Missbrauchskontrolle“ ist zu streichen.
- Bis Höchstpreis- Nachweis des konkreten Geschäfts (Zeit, Geschäftspartner); ~~Nachweis, dass nicht zu einem günstigeren Preis gekauft werden konnte~~; dies ermöglicht ggf. eine Missbrauchskontrolle.



Ansprechpartner

<p>Georg Schroth Leiter Politik</p> <p>Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE) Neustädtische Kirchstraße 6 10117 Berlin T +49 (0)30 / 212341-242 g.schroth@wind-energie.de</p>	<p>Anne Palenberg Referentin Netzintegration</p> <p>Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE) Neustädtische Kirchstraße 6 10117 Berlin T +49 (0)30 / 212341-244 a.palenberg@wind-energie.de</p>
---	--