



Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.

Vorschlag

zur Ergänzung des §29 EEG – Kabinettsentwurf
um einen

„Integrationsbonus“

mit dem Ziel einer verbesserten Netz- bzw.
Systemintegration Erneuerbarer Energien ohne
volkswirtschaftliche Mehrkosten

Stand: 08. Mai 2008

Gliederung

Teil 1 Vorschlag

- I. Was ist der Integrationsbonus?**
- II. Formulierungsvorschlag als neuer Absatz zu §29**
- III. Anwendungsbeispiel: Integration von Windkraft- und Biogasanlagen**
- IV. Potenziale für Windkraft-Biogas-Kombinationen**

Teil 2 Begründung

- V. Handlungsbedarf Netz- bzw. Systemintegration**
- VI. Vorarbeiten: Regeneratives Kombikraftwerk**
- VII. Erster Schritt auf dem Weg zur bedarfsgerechten Einspeisung**

Teil 3 Kosten-Nutzen-Betrachtung

- VIII. Bemessung der Bonushöhe**
- IX. Energiewirtschaftlicher Wert des Integrationsbonus**

Teil 1 Vorschlag

I. Was ist der Integrationsbonus?

Der Integrationsbonus bietet einen Anreiz, die energiewirtschaftliche Integration von Windstrom zu verbessern. Er wird als Bonus auf die Vergütung für Strom aus solchen Windenergieanlagen¹ gezahlt, die rechnerisch 4000 Volllaststunden pro Jahr erreichen. Die Erhöhung der Volllaststundenzahl vom heute üblichen Niveau (1800 bis 2500 bezogen auf den Referenzstandort) auf 4000 kann dabei durch die Kombination von Windenergieanlagen mit regelbaren Erneuerbare-Energien-Anlagen (Biogas, Speichermwasserkraft), mit regelbaren Stromverbrauchern (z.B. Kühlhäusern) oder Speichertechnologien (z.B. über die Anbindung von Elektromobilität) erreicht werden.

Der Integrationsbonus reizt so die Entwicklung von Kombikraftwerken und dezentralen Speichern an. Er verringert die benötigte Netzkapazität der beteiligten Anlagen gegenüber ihrem unkoordinierten Betrieb. In Netzengpassgebieten kann damit die heute bereits übliche Abregelung von Windkraftanlagen (Erzeugungsmanagement) tendenziell verringert werden. Die in Hinblick auf die europäischen Klimaschutzziele sowie die Ausbauziele für Erneuerbare Energien inakzeptable Verhinderung von Windstromproduktion wird reduziert. Gleichwohl ist der Integrationsbonus kein Ersatz für den dringend benötigten Netzausbau. Neben der möglichst optimalen Nutzung vorhandener Netzkapazitäten, verfolgt er ebenfalls das Ziel der Technologieentwicklung und Erschließung von Speicherkapazitäten. Diese werden schon in wenigen Jahren in größerem Umfang benötigt, um in Starkwindzeiten bei gleichzeitiger Schwachlast mögliche Windstrom-Überangebote aufzufangen. Volkswirtschaftlich ist es günstiger, diese Speicher vorausschauend schon jetzt zu erschließen.

Mit dem Integrationsbonus erhalten die Betreiber von Windenergieanlagen einen Anreiz, über eine Verstärkung ihrer Einspeisung den Veredelungsaufwand auf Seiten der Netzbetreiber zu verringern. Gleichzeitig bereiten sie sich mit der Integrationsmaßnahme auf die bessere Marktintegration des Windstroms vor.

Das EEG bietet bisher nur Anreize für ein Mengenwachstum, jedoch keine Anreize für eine effiziente Nutzung vorhandener Transportnetzkapazitäten oder die Veredelung von Einspeiseprofilen. Der Integrationsbonus ist somit ein Beitrag zur qualitativen Weiterentwicklung des EEG.

Ziele des Integrationsbonus:

- Netzintegration Erneuerbarer Energien durch optimale Ausnutzung vorhandener Netzkapazität verbessern
- Erhöhte Verlässlichkeit Erneuerbarer Energien
- Technische Voraussetzung für Ausbauziele Erneuerbarer Energien
- Kosteneffizienz der EEG-Veredelung
- Qualitative Weiterentwicklung der EEG-Einspeisung zur Teilnahme am Energiemarkt
- Technologieentwicklung und Investitionen bei der Energiespeicherung

¹ Neben der Windenergie hat auch die Photovoltaik ein stochastisches Einspeiseprofil. Jedoch weist deren typischer Tagesgang bereits Analogien zum Verbrauchsprofil auf. Zudem erfolgt die Erzeugung verbrauchsnah in energiewirtschaftlich relativ begrenzten Mengen, so dass hier (noch) kein gesetzgeberischer Regelungsbedarf entsteht.

II. Formulierungsvorschlag als neuer Absatz zu §29

Der BEE schlägt die Einfügung eines zusätzlichen Absatzes (5) in §29 EEG-Kabinettsentwurf („Windenergie“) vor:

„Für Strom aus Windenergieanlagen, die in Kombination mit technischen Integrationsmaßnahmen am Referenzstandort rechnerisch 4.000 Volllaststunden erreichen, erhöht sich die Vergütung um einen Integrationsbonus von 2 Cent pro Kilowattstunde. Der Integrationsbonus erhöht sich für jede Volllaststunde oberhalb des vorgenannten Wertes um 0,002 Cent und verringert sich um 0,002 Cent für jede Volllaststunde unterhalb des vorgenannten Wertes. Für den Vergütungsanspruch ist ein Nachweis entsprechend Anlage 5 (a) zu diesem Gesetz zu führen.

Vorgeschlagene Ergänzung zur Begründung zu §29:

„Bisher oblag die Anpassung der stochastischen Einspeiseprofile von Windenergie an Verbrauchsprofile den Netzbetreibern. Bei großen Windstrommengen im Stromnetz ist mit steigenden Kosten der Profilveredelung zu rechnen. Es ist daher zweckmäßig, neben den Netzbetreibern auch den Erzeugern von Windstrom einen Anreiz zu geben, technische Lösungen zu entwickeln und zur Marktreife zu bringen, welche die energie-wirtschaftliche Integration von Windenergie verbessern. Dabei sollen rein kalkulatorische Integrationslösungen, die durch den virtuellen Zusammenschluss von EEG-Anlagen die Integration des zusammengestellten Anlagenpools lediglich besser erscheinen lassen, ausgeschlossen werden. Maßgeblich ist die tatsächliche technische Verbesserung durch die Kombination von Anlagen innerhalb einer Regelzone. Dazu sind folgende Maßnahmen zu zählen: Auf der Erzeugerseite die Kombination von Windenergie mit speicherbarer Erneuerbarer Energie wie Speicherwasserkraft², speicherbarer Bioenergie oder anderen Speichermedien einschließlich der Umwandlung in andere Energieträger mit oder ohne Rückverstromung. Auf der Abnehmerseite Maßnahmen zur Steuerung der Stromnachfrage (demand side management), die so ausgelegt sind, dass sie Windspitzen absorbieren. Regelbare DSM-Leistung wird dabei von der Netzan-schlussleistung der Windenergieanlage in Abzug gebracht.“

Vorschlag einer Anlage 5 (a) zum EEG:

Die beteiligten Anlagen (Speicher, DSM etc.) mit ihren jeweiligen Standorten sowie die technischen Maßnahmen sind mit der Inbetriebnahme der Integrationsmaßnahme zu dokumentieren und dem Netzbetreiber nachzuweisen. Der Nachweis über die erbrachte Volllaststundenzahl ist ein Jahr nach Inbetriebnahme der Integrationsmaßnahme und im weiteren jährlich gegenüber dem Netzbetreiber zu führen. Der Bonus ist bei Nachweis vom Netzbetreiber mit der jeweils nächsten Abrechnung an den Anlagenbetreiber auszuzahlen. Die Nettoanschlussleistung ist durch Auswertung von 1/4-Stunden-Messungen nachzuweisen. Sofern mehrere Einspeise- und Entnahmepunkte an der Maßnahme beteiligt sind, ist der Nachweis durch vorzeichengerechte Summierung der jeweiligen ¼-Stunden-Messungen zu erbringen. Maximal 2 Prozent der ¼-Stundenwerte dürfen dabei zur Berücksichtigung von zulässigen Ausfällen der Regeltechnik verworfen werden. Bei der Feststellung der Nettoanschlussleistung bleiben Messwerte unberücksichtigt, die aufgrund vertraglicher Vereinbarung mit dem Netzbetreiber zur Verbesserung der marktwirtschaftlichen Integration außerhalb von Netzengpasszeiten zu einer erhöhten Nettoeinspeiseleistung führen.

² Es können nur neue Pumpspeicherkraftwerke zu einer Integrationsmaßnahme zählen und Anlagen, die bisher nicht für Regelenergiezwecke eingesetzt wurden.

Definitionen:

Jahresertrag ist der im jeweiligen Kalenderjahr erbrachte Jahresenergieertrag der Windenergieanlage(n).

Beteiligte Anlagen sind alle elektrischen Anlagen, die im Rahmen der technischen Integrationsmaßnahme von dem(n) Anlagenbetreiber(n) unabhängig von den Eigentumsverhältnissen eingesetzt werden, z.B. Energiewandler, Speicher, Verbraucher, regelbare Anlagen wie z.B. Biogasanlagen oder Wasserkraftanlagen, ebenso wie Pumpspeicherkraftwerke, die bisher nicht zur Bereitstellung von Ausgleichsenergie eingesetzt wurden. Kraftwerke, die nicht Erneuerbare Energien im Sinne dieses Gesetzes einsetzen, können keine beteiligte Anlage sein.

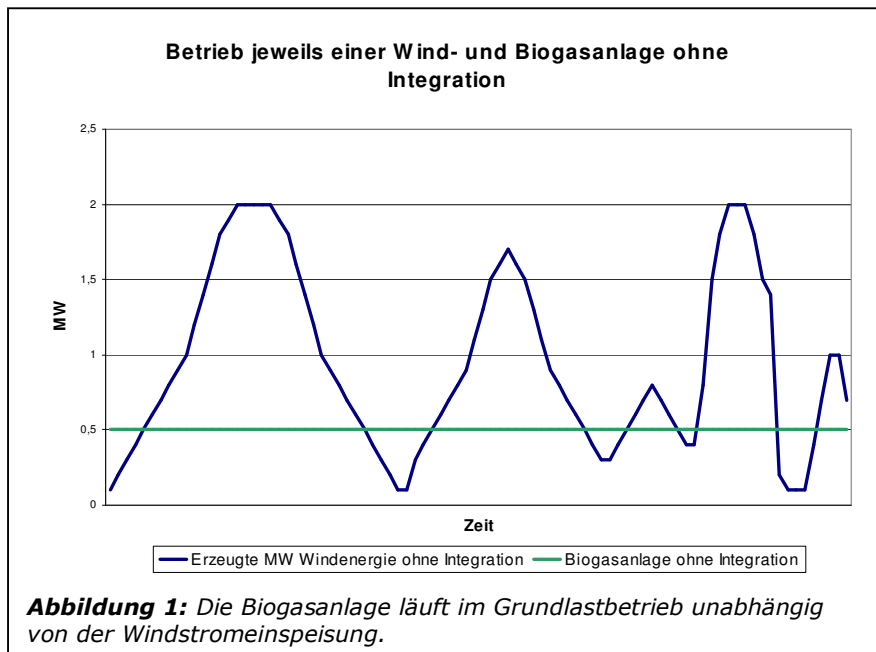
Nettoanschlussleistung ist die Summe der installierten Windenergie-Anlagenleistungen abzüglich der diese mindernden Leistungseinsenkungen bzw. -bezüge der beteiligten Anlagen.

Standortfaktor ist der nach Anlage 5 (Referenzertrag) Abschnitt 6. ermittelte Prozentwert für den WEA-Standort geteilt durch 100.

Volllaststunden am Standort errechnen sich aus dem Jahresertrag geteilt durch die mit dem Standortfaktor zu multiplizierende Nettoanschlussleistung.

III. Anwendungsbeispiel: Integration von Windkraft- und Biogasanlagen

Der Integrationsbonus soll Windenergieanlagenbetreibern Anreize geben, mit Hilfe von technischen Integrationsmaßnahmen ihre Volllaststundenzahl (am Referenzstandort) auf 4000 Stunden zu erhöhen. Ausgeschlossen sind rein virtuelle Lösungen von Erneuerbaren Energienanlagen, die die Integration nur besser erscheinen lassen, tatsächlich aber zu keiner technischen Verbesserung führen. Ziel ist die Entwicklung von technischen Lösung und deren Heranführung an die Marktreife.



Es sind Kombinationen von Windenergieanlagen mit anderen EE-Kraftwerken (z.B. Bioenergieanlagen, Wasserkraftanlagen) ebenso möglich, wie die Kombination von Windenergieanlagen mit steuerbaren Verbrauchern (Kühlhäuser, Pumpstationen etc.).

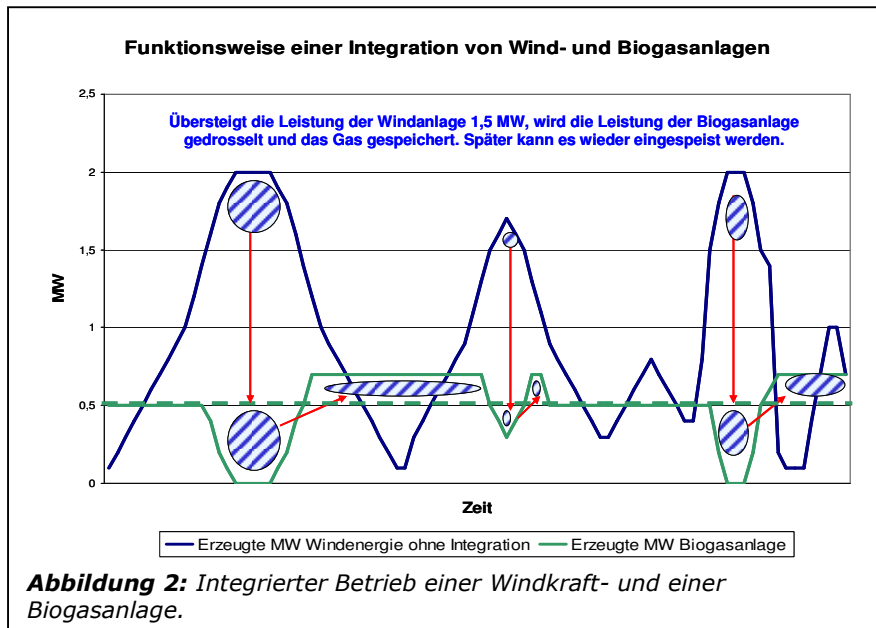
Am Beispiel einer Kombination aus einer 2 MW-Windkraft- und einer 500 kW-Biogasanlage lässt sich die Wirkungsweise der Integrationsmaßnahme zeigen.

Bisher speisen beide Kraftwerke unabhängig voneinander den produzierten Strom ein. Während die Biogasanlage in der Regel im Grundlastbetrieb ununterbrochen 500 kW leistet, fluktuiert die Windeinspeisung entsprechend dem Windaufkommen. Erreicht die Windkraftanlage bei starkem Wind ihre Nennleistung, leisten beide Anlagen in Summe 2,5 MW mit dem entsprechenden Bedarf an Netzkapazität.

Im Rahmen einer Integrationsmaßnahme werden die beiden Anlagen koordiniert gefahren. Während beim unkoordinierten Betrieb 2,5 MW Netzkapazität erforderlich sind, werden beim integrierten Betrieb in der Summe nur 2 MW belegt (Nettoanschlussleistung). Dies wird erreicht, indem die Biogasanlage ihre Stromspeisung immer dann drosselt, wenn die Windenergieanlage mehr als 1,5 MW leistet. Im Ergebnis wird von beiden Anlagen zusammen nie mehr als 2 MW Leistung erzeugt.

Wenn bei hoher Windstromeinspeisung die Biogasanlage gedrosselt wird, wird das während dieser Zeit produzierte Biogas zwischengespeichert. Dieses Gas wird immer

dann verstromt, wenn die Windenergieanlage weniger als 1,5 MW leistet. Hierzu ist eine Erhöhung der Generatorleistung der beteiligten Biogasanlage erforderlich. Da das zwischengespeicherte Biogas jedoch über einen längeren Zeitraum verstromt werden kann, als zu seiner Produktion erforderlich war, ist nicht etwa eine Verdopplung der Generatorleistung erforderlich, sondern beispielsweise die Erweiterung um ein Drittel ausreichend. Damit kann das während einer 6-stündigen Starkwindphase produzierte Gas innerhalb von 8 Stunden mit geringerem Windaufkommen verstromt werden.

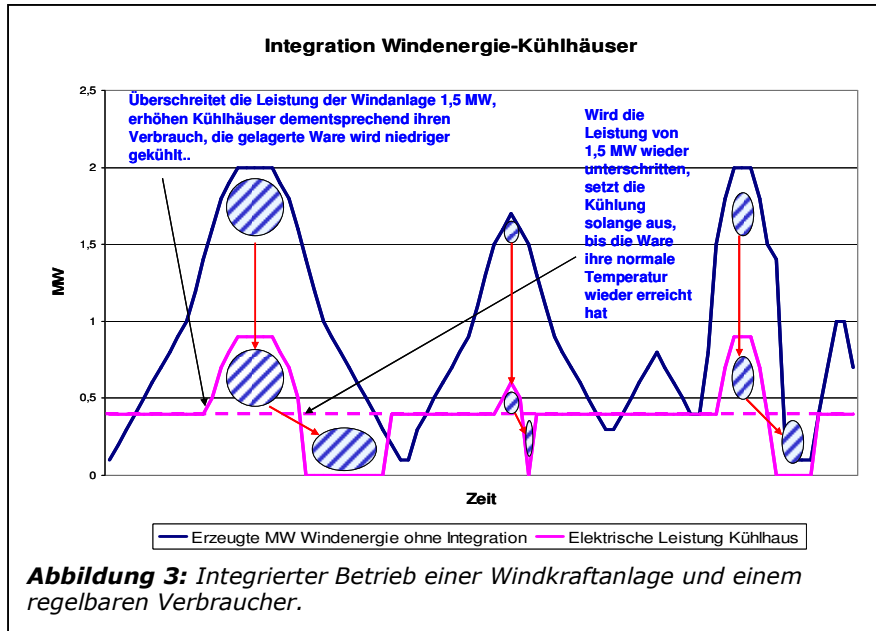


Die Schwankungsbreite der summierten Einspeisung beider Anlagen wird durch die Maßnahme reduziert. Zudem wird eine um 0,5 MW geringere Netzkapazität belegt, ohne dass die eingespeiste Energiemenge reduziert werden muss.

Die gekoppelten Anlagen müssen dabei nicht am gleichen Einspeisepunkt angeschlossen sein.

Demand Side Management (DSM)

Die Kopplung von Windenergieanlagen mit regelbaren Verbrauchern funktioniert dabei nach demselben Prinzip. Während einer Starkwindphase wird die regelbare Last erhöht – beispielsweise die Temperatur im Kühlhaus unter den Mittelwert herab gekühlt. Während einer Schwachwindphase wird der Verbrauch unter den langfristigen Mittelwert reduziert.

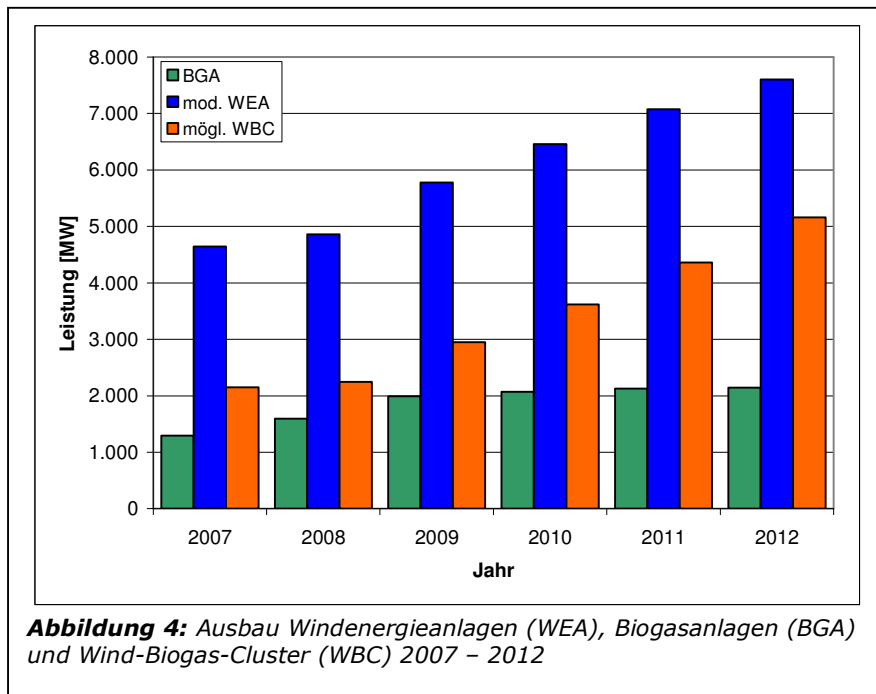


Bei DSM-Maßnahmen muss der Speichereffekt vom Status quo abgegrenzt werden, d.h. es muss die Zusätzlichkeit der Maßnahme belegbar sein. Wenn beispielsweise eine Starkwindphase durch Hochfahren eines Kühlhauses auf Nennleistung ausgeglichen werden soll, muss der witterungsbedingte Mittelwert der Leistungsaufnahme dieses Kühlhauses in Abzug gebracht werden.

IV. Potenziale für Windkraft-Biogas-Kombinationen

Der BEE hat zur Verifikation des Integrationsbonus-Modells eine quantitative Analyse der Potenziale für die oben beschriebenen Windkraft-Biogas-Kombinationen in Auftrag gegeben⁴. Nach den Berechnungen des Instituts für Solare Energieversorgungstechnik (ISET) kann danach bis zur nächsten EEG-Novelle voraussichtlich im Jahre 2012 bereits für 20 Prozent der dann installierten Windleistung eine Integration allein mit Biogasanlagen realisiert werden. Hierbei ist ein Verhältnis der installierten Windkraftleistung zur regelbaren Biogasleistung von durchschnittlich ca. 4:1 ermittelt worden.

Insgesamt sparen allein die prognostizierten Wind-Biogas-Cluster eine Netzkapazität von annähernd 2 GW ein. Dabei sind nur Anlagen in die Berechnung eingeflossen, bei denen eine Integrationsmaßnahme im selben Verteilnetzgebiet möglich ist. Aufgrund der jeweiligen Netzsituation kann eine Verknüpfung oberhalb der Verteilnetzebene realisierbar sein, dann würde dieser Wert weiter ansteigen.



Der Anteil möglicher Integrationsmaßnahmen ist bei vorhandenen modernen Windparks⁵ bereits heute deutlich höher als der Wert von 20 Prozent. Dies gilt auch für Bundesländer, in denen bereits heute Netzengpässe existieren. In Schleswig-Holstein ist beispielsweise bei mehr als 38 Prozent aller modernen Windparks eine Integrationsmaßnahme möglich.

⁴ Institut für Solare Energieversorgungstechnik, ISET e.V. (April 2008), Verifikation des Integrations-Modells an Beispielen von Windpark-Biogasanlagen-Kombinationen.

⁵ Moderner Windpark: installierte Leistung > 5 MW, Baujahr seit 2005.

Teil 2 Begründung

V. Handlungsbedarf Netz- bzw. Systemintegration

Die Windenergie leistet heute bereits den größten Beitrag zur Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien. Das Ausbauziel der Bundesregierung von bis zu 30 Prozent Erneuerbaren Energien am Stromverbrauch im Jahr 2020 ist nur erreichbar, wenn der Anteil der Windenergie weiter erheblich gesteigert wird.

Der Ausbau der Stromnetze hat nicht mit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien Schritt gehalten. Die in der dena-Studie I identifizierten Bedarfe für neue Netzkapazitäten sind aus verschiedenen Gründen nicht realisiert worden. Selbst ein beschleunigter Netzausbau kann bei dem gegebenen zeitlichen Vorlauf für Investitionsentscheidung und Planung immer nur dem Ausbau der Erneuerbaren Energien folgen, so dass Verluste durch Abschaltungen vorrangiger Einspeisung, die das energiepolitische Ausbauziel konterkarieren, weiter gängige Praxis sein werden. Heute führt bereits in vielen Regionen der weiter wachsende Anteil Erneuerbarer Energien zu Engpässen im Stromnetz. So hat etwa die natürliche Schwankung der Windstromeinspeisung in Nord- und Ostdeutschland Netzengpässe zur Folge.

Das EEG regelt bisher nur die vorrangige Einspeisung der mit Erneuerbaren-Energien-Anlagen produzierten Strommengen. Es besteht kein Anreiz, die Produktion dieser Strommengen an der Nachfrage oder der vorhandenen Netzkapazität auszurichten. Zur Markteinführung Erneuerbarer Energien war diese allein auf Mengenwachstum optimierte Struktur erforderlich und sinnvoll. Zur Integration von 30 Prozent Erneuerbaren Energien-Strom reicht jedoch selbst ein optimaler Netzausbau nicht aus, um die Stochastik des hohen Anteils von Windstrom aufzunehmen. In Starkwindzeiten kann es bei gleichzeitiger Schwachlast zu einem Überangebot an Windstrom kommen. Es werden dann Maßnahmen zur besseren Integration, wie Speicher, erforderlich sein. Volkswirtschaftlich ist es günstiger, diese Speicher vorausschauend schon jetzt zu erschließen.

Zurzeit sind allein die Netzbetreiber dafür verantwortlich, die schwankende Stromeinspeisung an den tatsächlichen Stromverbrauch anzupassen (Profilveredelung). Die anfallenden Kosten für Ausgleichs- und Regelernergie werden auf die Netzentgelte umgelegt. Mit steigender Windstromproduktion werden diese Kosten sogar stärker steigen als der Marktanteil Erneuerbaren Energien. Um diese Kostenkomponente zu reduzieren, sollten auch die Windkraftbetreiber einen Anreiz erhalten, ihren Strom bedarfsgerechter bzw. stärker an der vorhandenen Netzkapazität ausgerichtet, anzubieten.

Das Ziel ist es, durch die effiziente Kombination von stochastischen Einspeisern, speicherfähigen Erneuerbaren Energien, anderen Speichern und regelbaren Großverbrauchern, zunächst eine stetigere Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien zu erreichen. Im nächsten Schritt kann diese Stromproduktion – nachdem neue Speicher einmal erschlossen sind – dann beispielsweise in Reaktion auf Börsenpreissignale stärker am Verbrauchsprofil ausgerichtet werden. Mit diesem schrittweisen Ansatz kann die EE-Branche ohne Überforderungen an energiewirtschaftliche Aufgaben herangeführt werden.

Bisherige Lösungsansätze reichen nicht aus

Der bisherige Umgang mit Netzengpässen ist für die Erneuerbaren Energien-Branche unbefriedigend:

- Der Netzausbau kommt in Deutschland weiterhin nur schleppend voran. Selbst wenn das Ausbautempo erhöht würde, wird es bei gleichbleibendem Ausbau der Erneuerbaren Energien weiterhin Netzengpässe geben.

- Die Netzoptimierungsmöglichkeiten wie Leiterseilmonitoring oder Temperaturmanagement haben sich in Feldversuchen bewährt, werden aber bis jetzt nur sehr eingeschränkt genutzt und sind in ihrem Potenzial beschränkt.
- Beim Erzeugungsmanagement nach EEG und dem Netzsicherheitsmanagement nach EnWG, dem Abregeln von Erneuerbaren Energien-Anlagen bei Verbrauchs- und Netzengpässen, erleiden die Betreiber erhebliche wirtschaftliche Verluste, von z.T. mehreren hunderttausend Euro.

Dem Verbraucher wird mit dem Erzeugungsmanagement wertvoller, klimafreundlicher Erneuerbare-Energien-Strom vorenthalten. Die im EEG-Kabinettsentwurf vorgeschlagene Härtefallregelung ist bis auf Weiteres für den Verlustausgleich zwar unerlässlich, kann aber mittel- und langfristig die zugrunde liegenden Probleme nicht lösen. Der Integrationsbonus ist geeignet, ihre Anwendung im (Kosten-)umfang zu begrenzen.

VI. Vorarbeiten

Anerkannte Vorarbeiten, wie das Regenerative Kombikraftwerk oder andere virtuelle Kraftwerke zeigen, dass eine intelligente Kombination von Erneuerbaren Energien eine bedarfsgerechte Stromproduktion technisch ermöglicht.

Das regenerative Kombikraftwerk vernetzt 36 Erneuerbare-Energien-Kraftwerke, die über ganz Deutschland verteilt sind. Diese Kraftwerke decken ein Zehntausendstel des deutschen Strombedarfs ab – dies ist etwa der Strombedarf einer Kleinstadt mit 17.600 Haushalten wie Emden.



Das Kombikraftwerk zeigt, dass eine Vollversorgung durch Erneuerbare Energien zu jeder Zeit technisch machbar ist. Derzeit ist dieser Ansatz aber noch vergleichsweise teuer. Auf dem Weg zu einer Vollversorgung mit Erneuerbaren Energien müssen zunächst technische Entwicklungen in der Breite angereizt werden, die im ersten Schritt eine Verstetigung der Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien ermöglichen. Mittelfristig wird so der Weg zu einer bedarfsgerechten Vollversorgung mit Erneuerbaren Energien eröffnet.

Mit dem Integrationsbonus würden zudem viele der Maßnahmen aus den Leuchtturmprojekten der E-Energy-Initiative des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie eine wirtschaftliche Basis erhalten, ebenso wie Forschungs- und Entwicklungsergebnisse aus der Projektförderung des Bundesministeriums für Umwelt und des Bundesministeriums für Bildung und Forschung.

VII. Erster Schritt auf dem Weg zur bedarfsgerechten Einspeisung

Die verstärkte Integration von Erneuerbaren Energien-Strom verfolgt mehrere Ziele: Reduzierung von Netzengpässen, verstetigte Einspeisung, mittelfristig stärker am Bedarf ausgerichtete Einspeisung, mögliche Teilnahme am Regelenergiemarkt.

Die vorrangige Aufgabe der Integration ist es, Netzengpässe zu reduzieren. Heute werden im Rahmen des so genannten Erzeugungsmanagements bereits in großem Umfang Windkraftanlagen abgeregelt. Damit wird die Produktion von klimafreundlichem Windstrom verhindert. Es ist eine wirtschaftliche Entschädigung der Anlagenbetreiber im Rahmen der im EEG-Kabinettsentwurf vorgeschlagenen Härtefallregelung vorgesehen. Dennoch bleibt die Situation insbesondere in Hinblick auf die Klimaschutzziele der Bundesregierung und die Akzeptanz des EEG unbefriedigend.

Mit Maßnahmen, die unter den Integrationsbonus fallen, wird die Nutzung der vorhandenen Netzinfrastruktur optimiert. Der Netzausbau wird mit diesen Maßnahmen nicht ersetzt, allerdings kann bis zu seiner Realisierung mehr Windstrom produziert werden, als ohne Integrationsmaßnahmen.

Zudem werden mit diesen Maßnahmen die Voraussetzungen dafür geschaffen, Erneuerbaren Energien-Anteile an der Stromproduktion jenseits der 30 Prozent in das Stromnetz zu integrieren. Nach der dena-Netzstudie ist ab einem Anteil von 28 Prozent der Netzausbau alleine hierfür nicht mehr ausreichend. Dieser Ausbaustand wird innerhalb der nächsten 10 Jahre erreicht werden. Die Implementation der nötigen Investitionen und die technologische Entwicklung benötigen jedoch einen zeitlichen Vorlauf, so dass bereits in der aktuellen EEG-Novelle dringender Handlungsbedarf besteht.

Mittelfristig geht die Entwicklung der Erneuerbaren Energien stärker in Richtung bedarfsgerechter Stromeinspeisung. Dazu ist es notwendig, stochastisch eingespeisten Wind- und Solarstrom, speicherfähige Erneuerbaren Energien, andere Speicher und regelbare Großverbraucher geschickt zu kombinieren. Auf diese Weise wird der Erneuerbaren Energien-Strom optimal genutzt, der Regel- und Ausgleichsenergiebedarf sinkt und der Strom hat einen höheren Wert.

Voraussetzung für diese qualitative Weiterentwicklung des EE-Stromangebots sind sowohl technische Innovationen in der Regelungstechnik sowie wirtschaftliche Anreize für Anlagenbetreiber, die sie in die Lage versetzen, gemeinsam mit Kooperationspartnern etwaige Zusatzinvestitionen (z.B. in Speichererweiterungen) zu finanzieren. Beide Entwicklungen kann der Integrationsbonus in Gang setzen.

Teil 3 Kosten-Nutzen-Betrachtung

VIII. Bemessung der Bonushöhe

Das bereits erwähnte ISET-Gutachten, auf das hier verwiesen wird, zeigt, welcher Kostenaufwand seitens der Anlagenbetreiber für eine Integrationsmaßnahme zu erwarten ist. Beispielsweise sind für eine variable Stromproduktion der Biogasanlagen Investitionen in zusätzliche BHKW-Kapazität erforderlich.

Die Lebensdauer eines BHKW im Normalbetrieb beträgt ca. 45.000 Stunden. Bei einem Betrieb im Rahmen einer Integrationsmaßnahme, der eine erhöhte Zahl von Schaltungen erforderlich macht, wird eine reduzierte Lebensdauer von 30.000 Stunden erwartet. Weitere Kosten fallen für die Erweiterung des Gasspeichers (Erweiterung des Speichervolumens um 4 Stunden) die Steuerung der Anlage und die Finanzierung einer eigenen Windprognose an.

Die Bildung eines Wind-Biogas-Clusters aus einem Windpark mit einer installierten Leistung von 10 MW mit aktuell 2500 Volllaststunden und einer Biogasanlagenkapazität von 3,8 MW kostet nach den Kalkulationen von ISET etwa 689.000 EUR pro Jahr bzw. 2,75 Cent pro Kilowattstunde.

Die Berechnungen lassen eine Bonushöhe zwischen 2 und 3 Cent plausibel erscheinen. Um Fehlanreize sicher zu vermeiden, spricht sich der BEE für eine gleitende Gestaltung des Bonus aus, der bei einer Volllaststundenzahl von 4000 einer Bonushöhe von 2 Cent entspricht. Bei einer Unterschreitung dieser Volllaststundenzahl wird der Bonus reduziert, bei einer Überschreitung wird er erhöht. Dies würde einerseits mehr Anlagen erlauben, an dem Modell zu partizipieren und erhöht andererseits den Anreiz, bei Anlagen mit guter Ausgangslage die Anzahl der Volllaststunden weiter über 4000 hinaus zu optimieren.

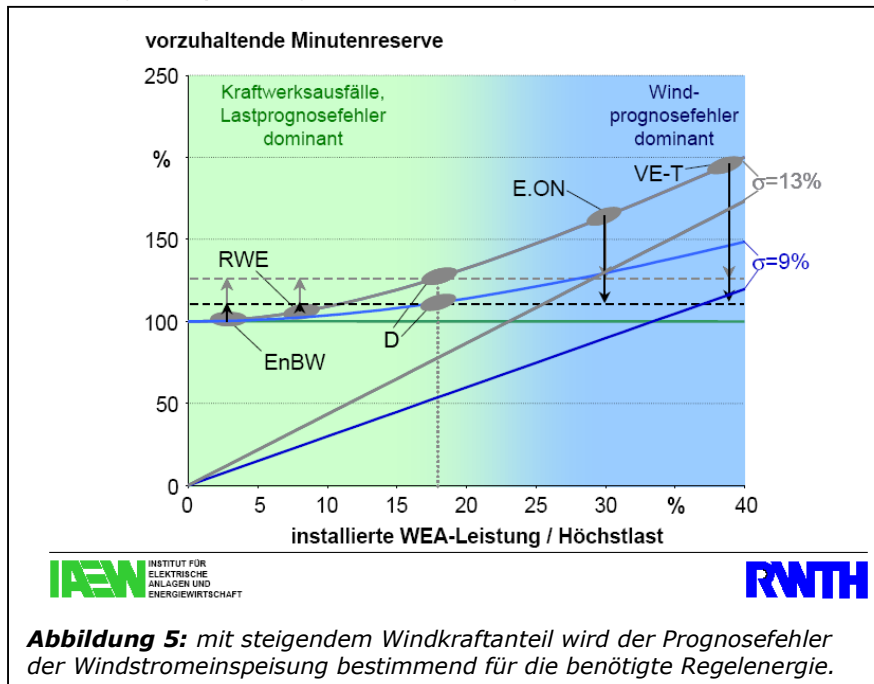
Wird der Integrationsbonus zu großzügig bemessen, könnte ein Fehlanreiz entstehen, der es wirtschaftlicher werden lässt, durch Abregelung einer tendenziell überdimensionierten Windkraftanlage die Zahl der Volllaststunden rechnerisch zu erhöhen. Abfragen bei führenden Anlagenherstellern sowie die Berechnungen des ISET zeigen, dass dies bei einer Bonushöhe von 2 Cent ausgeschlossen ist. Es ist bei dieser Höhe immer garantiert, dass der Mindererlös durch reine Drosselung der Anlage höher ausfällt, als der damit zu erzielende Bonus.

IX. Energiewirtschaftlicher Wert des Integrationsbonus

Den Mehrkosten für die Erschließung von Speichern oder neuen Demand-Side-Management Maßnahmen steht ein volkswirtschaftlicher Nutzen an anderer Stelle entgegen:

Erreichung der EE-Ausbauziele: Ohne eine Verstetigung der Windstromeinspeisung werden die für die Erreichung der Klimaschutzziele erforderlichen Anteile Erneuerbarer Energien am Stromverbrauch kaum realisierbar sein. Wenn diese Ziele nicht erreicht werden, muss Deutschland an anderer Stelle zu deutlich höheren Kosten die stattdessen erforderlichen CO₂-Minderungen erbringen.

Geringere Veredelungskosten: Der Veredelungsaufwand für Strom aus Erneuerbaren Energien wird mit etwa 647 Mio. EUR im Jahre 2007 angegeben (Bundesnetzagentur). Eine genaue Aufteilung auf die einzelnen Bestandteile der EEG-



Veredelung fällt schwer und hängt von vielen, auch regelzonenspezifischen Parametern ab⁶.

Generell gilt jedoch, dass die Veredelungskosten überproportional zum Anstieg des Anteils - stochastischer Einspeiser ansteigen.

Steigt der Anteil dieser Einspeisung, wird er irgendwann bestimmend für die Erweiterung von Regellenergie- und Ausgleichskapazitäten. Diesen Sachverhalt hat bereits vor Jahren das IAEW der RWTH-Aachen am Beispiel der 4 Regelzonen anschaulich gemacht. Die Grafik zeigt, dass der Bedarf an Minutenreserve weit überproportional zum Anteil der installierten Windleistung in der jeweiligen Regelzone ansteigt. Eine Reduktion der Schwankungsbreite stochastischer Einspeiser hilft, diese Kostensteigerung zu reduzieren.

Optimierte Netzauslastung: Eine Erhöhung der Volllaststundenzahl bewirkt eine bessere Auslastung der vorhandenen Netzkapazität. Die spezifischen Netzkosten sinken. Zwar ersetzen Integrationsmaßnahmen nicht den notwendigen Netzausbau, mildern aber die Probleme der Netzengpässe ab. Insbesondere in Hinblick auf die im Rahmen des Erzeugungsmanagements vorgesehene Härtefallregelung kommt diesem Aspekt wachsende Bedeutung zu: Volkswirtschaftlich ist es sinnvoller, für tatsächlich eingespeisten Strom zu zahlen, als nur eine Entschädigung für die verhinderte Produktion klimafreundlicher Windstrommengen zu finanzieren. So bedeutet eine Erhöhung der Volllaststunden von 2000 auf 4000 eine doppelte Energiemenge bei gleicher Leitungskapazität.

Würde dagegen bei gegebener Netzsituation mit 10% Abschaltung durch Erzeugungsmanagement die Windeinspeiseleistung ohne Erhöhung der Volllaststunden verdoppelt, würde sich die Erzman-bedingte Abschaltmenge nicht verdoppeln sondern sogar auf mindestens 30% erhöhen. Bei einem Ausgleich für die abgeregelten Energiemengen durch den Netzbetreiber aufgrund der Härtefallregelung würden sich die Kosten pro gelieferter kWh von 8 ct auf 11,4 ct erhöhen. Das ist deutlich teurer als ein Bonus von 2 ct/kWh.

Vorausschauende Systemintegration/Technologieentwicklung: Selbst bei einem optimalen Stromnetz (Kupferplatte) ist ohne eine Verstärkung stochastischer Einspeiser ab einem Anteil von etwa 30 Prozent Erneuerbarer Energien am Strom-

⁶ Handschin, Edmund u.a. (2007), Abschätzung der EEG-bedingten Kosten aus Sicht eines Übertragungsnetzbetreibers, ew Jg. 106, Heft 5, S. 22-30.

verbrauch die Erschließung von Speichern erforderlich. Die erforderlichen technologische Entwicklung und die Realisierung von Skaleneffekten braucht Zeit, so dass bereits heute der Einstieg in die Erschließung von Speichertechnologien gefunden werden sollte. Wird die technologische Entwicklung erst in Gang gebracht, wenn Speicher bereits in viel größerer Zahl erforderlich sind, ist dies nur mit entsprechenden Mehrkosten erreichbar.