



BÜRO FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT
UND TECHNISCHE PLANUNG GMBH

AACHEN | HAMM | LEIPZIG

Theaterstraße 58-60
D-52062 Aachen
Telefon +49.(0)241.47 062-0
Telefax +49.(0)241.47 062-60
E-Mail info@bet-aachen.de
Internet www.bet-aachen.de

Vorschlag für eine ergänzende Regelung im Erneuerbare Energien Gesetz zur Erhöhung der Transparenz und Minimierung der Transaktionskos- ten

**Kurzanalyse im Auftrag des Bundesverbandes
Windenergie (BWE)**

Aachen, den 26.05.2003

Bearbeitung:

Knut Schrader
Dr. Norbert Krzikalla
Dr. Wolfgang Zander
Dr. Joachim Müller-Kirchenbauer

Inhaltsverzeichnis

	Seite
1 Aufgabenstellung	1
2 Prognose- und Portfoliorisiko	2
3 Rückwälzungsprofil.....	3
4 Organisation der Rückwälzung	4
5 Zusammenfassung und Fazit	7

1 Aufgabenstellung

Nach EEG werden die nach diesem Gesetz geförderten Energiemengen vom jeweiligen Verteilungsnetzbetreiber aufgenommen und nach festgelegten Vergütungssätzen vergütet. Durch einen bundesweiten Ausgleichsmechanismus werden die EEG-Strommengen gleichmäßig auf alle EVU¹ als prozentualer Anteil an deren Stromabgabe an Letztverbraucher verteilt.

Die Menge, die jedes EVU kaufen muss, ist somit eine bundeseinheitliche Quote zu einem bundeseinheitlichen Preis. Quote und Preis werden vierteljährlich auf Basis einer Prognose festgelegt.

Nicht im EEG geregelt sind die zu treffenden Annahmen über den zeitlichen Verlauf der hoch-, quer- und rückgewälzten EEG-Mengen. Gerade das ist aber in der energiewirtschaftlichen Handelspraxis ein wesentlicher und kostenrelevanter Faktor. Wie im gesamten Stromhandel ist es deshalb auch im Rahmen des EEG erforderlich, den eingespeisten Strom auf dem gesamten Weg seiner Wälzung in Form von Lastprofilen, das heißt als 1/4-h-Leistungswerte zu definieren.

Die Hochwälzung von den Einspeisern zu den ÜNB erfolgt überwiegend in Form der gemessenen Isteinspeisungen, da nur nicht registrierend gemessene EEG-Anlagen als "veredeltes" Band hochgewälzt werden. In diesen Fällen verbleibt der daraus resultierende Profilverlust im Bereich des aufnehmenden Netzbetreibers.

Mit der Querwälzung gleichen die ÜNB die unvermeidlich unterschiedlichen Belastungen durch das EEG aus. In welcher Form und in welchem Umfang dabei ein physikalischer Ausgleich erfolgt, ist nicht gesichert.

Bei der Rückwälzung des EEG-Stroms vom Übertragungsnetzbetreiber an die EVU, die Letztverbraucher beliefern, ist die derzeit übliche Praxis der Übertragungsnetzbetreiber die Lieferung als Band. Die Umwandlung der stochastischen Einspeisungen in ein Band wird von den Übertragungsnetzbetreibern „Veredelung“ genannt. Dieser Begriff deutet darauf hin, dass das Produkt nach der Veredelung höherwertiger ist als vorher. Dies ist aber zumindest aus Sicht der zum Ankauf des Stroms verpflichteten EVU nicht unbedingt der Fall. Denn das EEG-Band verdrängt Anteile der Grundlast aus dem Beschaffungsportfolio des EVU, somit die im Regelfall am günstigsten zu beschaffende Energie. Durch diese verschlechterte Struktur des Beschaffungsportfolios entstehen dem EVU und damit letztendlich auch dem Stromkunden Mehrkosten. Das EVU muss den als Band gelieferten Strom ein zweites Mal „veredeln“, um ihn in einen am Bedarf der Stromkunden orientierten Lastgang umzuformen.

¹ Mit „EVU“ sind im Folgenden alle zum Ankauf von EEG-Strom verpflichteten Vertriebsgesellschaften gemeint, d. h. sowohl Stadtwerke und Regionalversorger als auch neue Händler.

Die Kosten für die Veredelung und für die Beschaffung der Ausgleichsenergie zum Ausgleich des Prognosefehlers sind zur Zeit nicht transparent.

Die mit der Veredelung der EEG-Einspeisung verbundenen Kosten werden in die Netznutzungsentgelte eingerechnet. Zur Schaffung einer hinreichenden Transparenz der Kosten ist eine über die bisherige Praxis hinausgehende Berichtspflicht der ÜNB erforderlich, die regelmäßig Auskunft über die Prognosegüte und die aggregierten Einspeise- und Rückwälzungsprofile gibt.

Das zu erstellende Gutachten soll im Zuge der Novellierung des EEG Alternativen zur derzeitigen Praxis der Wälzungen aufzeigen und bewerten. Die Kriterien der Bewertung sind:

- Transparenz
- Minimierung von Regel- und Ausgleichsenergie
- Minimierung volkswirtschaftlicher Nachteile, insbesondere der durch das EEG verursachten Mehrkosten für die Stromkunden
- Praktikabilität

2 Prognose- und Portfoliorisiko

Die wesentlichen Risiken der Wälzung und Aufnahme der EEG-Mengen sind das Prognose- und das Portfoliorisiko. Das Prognoserisiko ergibt sich aus dem unvermeidlichen Prognosefehler, der durch die Abweichungen der tatsächlichen Einspeisungen von der mit einem Vorlauf von einem Tag bis einigen Stunden erstellten Prognose der Einspeiselastgänge entsteht. Dieser Prognosefehler muss durch Regelenergie ausgeglichen werden. Das Portfoliorisiko ergibt sich aus möglichen Abweichungen zwischen der Prognose und dem verwendeten Rückwälzungsprofil. Der Ausgleich dieser Abweichungen wird hier im Weiteren als Veredelung bezeichnet. Er kann durch den An- und Verkauf von Handelsmengen erreicht werden, hierzu muss keine Regelenergie eingesetzt werden. Die vorgenannten Risiken vermindern sich mit zunehmender Poolung der EEG-Mengen. Das Portfoliorisiko hängt in hohem Maße von der Gestaltung der Rückwälzungsprofile ab.

Als Träger der Risiken sind grundsätzlich der EEG-Einspeiser, VNB, ÜNB und EVU denkbar. Gegen die EEG-Einspeiser als Träger der Risiken spricht die Zielstellung des EEG, dem Einspeiser kalkulierbare Erlöse zu garantieren und die bei dieser Zuordnung fehlende Poolung. Die Risiken würden bei den EVU verbleiben, wenn die EEG-Mengen entsprechend ihrem tatsächlichen Zeitverlauf unveredelt weitergewälzt würden. Der exakte Zeitverlauf ist jedoch erst im Nachhinein feststellbar. Auf Seiten der EVU würde bei diesem Wälzungsverfahren ein erheblicher Abwicklungsaufwand bzw. spürbare Prognoserisiken entstehen: Jedes EVU müsste neben der Prognose seiner Kundenlast auch eine Prognose der EEG-Einspeisung erstellen und verarbeiten. Der zusätzliche Verwaltungsaufwand und die erhöh-

ten Risiken dürften insbesondere das Geschäft kleinerer EVU erschweren. Eine unnötige Erhöhung der Hürden für EVU ist aus unserer Sicht volkswirtschaftlich unerwünscht.

Es verbleiben aus Gründen der Mengeneffekte und der Monopolstellung die ÜNB als einzige sinnvolle Akteure, den räumlichen und zeitlichen Ausgleich der EEG-Einspeisungen durchzuführen. Das dabei entstehenden Kostenrisiko können sie über die Preise für Systemdienstleistungen an die Stromkunden abwälzen. Auch ist darauf hinzuweisen, dass die Regenergie zum großen Teil von mit den ÜNB verbundenen Unternehmen bereitgestellt wird. Daher ist aber die Transparenz der durch diesen Ausgleich entstehenden Kosten von besonderer Bedeutung. Zu klären ist im folgenden noch die Form der Rückwälzung und deren Organisation sowie die Schaffung der erforderlichen Transparenz.

3 Rückwälzungsprofil

In Abschnitt 2 wurde herausgearbeitet, dass die Übernahme des Prognoserisikos der EEG-Einspeisung beim Übertragungsnetzbetreiber verbleiben sollte. Offen ist hierbei, mit welchem zeitlichen Verlauf die erzeugten EEG-Mengen an die EVU weitergewälzt werden sollen. Grundsätzlich kommen folgende Lösungen in Betracht:

- a) am individuellen Bedarf der einzelnen EVU orientierte Zeitverläufe
- b) an der Gesamtabnahme orientierte Zeitverläufe
- c) an der mittelfristig vorhersehbaren Einspeisecharakteristik orientierte Zeitverläufe
- d) fest definierte, von der Einspeise- und Abnahmeganglinie unabhängige Zeitverläufe.

Am individuellen Lastgang des einzelnen EVU orientierte Verfahren sind mit dem prinzipiellen Nachteil behaftet, dass auch der Veredelungsaufwand des ÜNB für jedes einzelne EVU unterschiedlich hoch ausfällt. Hier eine verursachungsgerechte Abrechnung und deren Transparenz sicherzustellen, gestaltet sich äußerst schwierig. Es ist nicht Aufgabe des ÜNB und nicht Ziel des EEG, den einzelnen EVU die Gestaltung ihres Beschaffungsportfolios zu erleichtern. Eine Orientierung der zu wälzenden EEG-Mengen am individuellen Lastverlauf der einzelnen EVU ist daher nicht sinnvoll. Die Ganglinie der EEG-Rückwälzung sollte vielmehr für alle EVU prinzipiell gleich gestaltet sein.

Grundsätzlich könnte die Wälzung der EEG-Mengen entsprechend dem Zeitverlauf der Gesamtabnahme im Netz des ÜNB erfolgen. Für die EVU hätte dies den Nachteil, dass die Ganglinie der Gesamtabnahme nicht im Vorhinein bekannt ist und erst ex post festzustellen wäre. Auch würde ihr individuelles Beschaffungsportfolio verzerrt, in dem ein Teil entsprechend der Gesamtabnahme im Netz bereitgestellt würde. Die EVU sind jedoch nicht für die Deckung der Netzlast, sondern lediglich ihres individuellen Bedarfs verantwortlich. Überdies ist es nicht Aufgabe des ÜNB, über das zur Sicherstellung der Systemstabilität erforderliche Maß hinaus die Deckung des Energiebedarfs im Netz vorzunehmen. Auch ist hierbei nicht auszuschließen, dass der Veredelungsaufwand auf Seiten des ÜNB unnötig erhöht wird.

Am mittel- und langfristig prognostizierbaren Zeitverlauf der EEG-Einspeisung orientierte Wälzungsverfahren haben den Vorteil, dass der Veredelungsaufwand beim ÜNB minimiert wird. Der ÜNB muss lediglich die kurzfristigen und ggf. mittelfristigen Prognoserisiken übernehmen. Die EVU müssten in ihr Beschaffungsportfolio dann eine im Vorhinein feststehende, für jede Viertelstunde eines Tages unterschiedliche EEG-Einspeisemenge einkalkulieren. Genauer zu definieren wäre noch, ob bzw. in welcher Form das gewälzte Profil unterjährig verändert wird und mit welchem Zeitvorlauf die EEG-Wälzungsganglinie den EVU mitgeteilt wird. Aus Praktikabilitätsgründen sollte ein zu häufiger Wechsel der Wälzungsganglinie vermieden werden. Auch sollte den EVU ein ausreichender Zeitvorlauf für ihre Planung eingeräumt werden. Die Änderung der Wälzungsganglinie sollte daher entweder weiterhin quartalsweise, nicht aber häufiger als monatlich erfolgen. Ein Zeitvorlauf von mindestens einem Monat ist anzustreben.

Bislang übliche Praxis war es, die Wälzung der EEG-Mengen als Band vorzunehmen. Dies ist die einfachste Form der Rückwälzung und ist insofern gut handhabbar. Allerdings wird der Umfang der Veredelungstätigkeit des ÜNB gegenüber an der Einspeiseganglinie orientierten Verfahren angehoben. Hinsichtlich der Praktikabilität bietet somit eine Rückwälzung in Form einer vorab festgelegten definierten Ganglinie Vorteile gegenüber einer am tatsächlichen Einspeisezeitverlauf orientierten Ganglinie. Unter dem Gesichtspunkt der Minimierung des Veredelungsumfanges beim ÜNB ergibt sich jedoch das umgekehrte Bild. Erwägenswert ist daher aus unserer Sicht auch ein Verfahren, das einen Kompromiss zwischen einer Orientierung an dem Zeitverlauf der EEG-Einspeisung und dem bisher praktizierten Band darstellt: Denkbar wäre z. B. eine Aufteilung der Rückwälzung auf einfache Base- und Peak-Produkte. Das Rückwälzungsprofil bestünde dann aus einem Base- und einem Peakprodukt, das in seinem jeweiligen energiewirtschaftlichen Wert dem Wert der EEG-Einspeisungen entspricht. Durch die Differenzierung nach Base und Peak lässt sich die EEG-Lieferung gut mit marktüblichen Produkten bewerten. Eine weitere Verfeinerung der Rückwälzungsprofile auf der Basis realer Einspeiseprofile erscheint wegen der starken Angebotsschwankungen nicht sinnvoll.

4 Organisation der Rückwälzung

Die derzeitige Situation führt zu einer unterschiedlichen Belastung bei den verschiedenen Übertragungsnetzbetreibern: ÜNB mit hohem Anteil an regenerativen Energien, insbesondere Wind, müssen in höherem Maße Aufwendungen für Regel- und Ausgleichsenergie tragen und auf ihre Netzkunden umwälzen als andere. Generelles Ziel des EEG ist es jedoch, einen bundesweiten Ausgleich möglichst aller Belastungen zu erzielen. Ein bundesweiter Ausgleich der durch die EEG-Einspeisung verursachten Regelenergiekosten würde in idealer Weise erzielt, wenn die derzeit bestehenden vier Regelzonen in Deutschland zusammengefasst würden. Auch würden sich hierdurch die gesamten, mit der EEG-Einspeisung zusammenhängenden Regelenergiekosten, tendenziell verringern: die stochastischen Schwankungen der EEG-Einspeisungen würden sich bundesweit in gewissem Umfang ausgleichen und auf ein größeres System verteilt.

Solange keine Zusammenlegung der Regelzonen in Deutschland erfolgt ist, sollte unter dem Gesichtspunkt der Minimierung der Regelenergiekosten zumindest ein unmittelbarer physischer Ausgleich der durch die EEG-Einspeisungen verursachten stochastischen Schwankungen des Energiedargebots angestrebt werden. Der exakte Zeitverlauf der EEG-Einspeisung ist nur ex post festzustellen. Um einen physischen Ausgleich der durch die EEG-Einspeisung verursachten Prognoserisiken zu erzielen, muss die zwischen den ÜNB auszugleichende Leistung der EEG-Einspeisung jedoch in Echtzeit feststehen. Dies ist nur eingeschränkt möglich. Voraussetzung für einen physischen, echtzeitbezogenen Ausgleich der EEG-Einspeisung zwischen den ÜNB ist daher, dass die ÜNB sich auf ein Näherungsverfahren für die Ermittlung des Online-Wertes der EEG-Einspeisung verständigen. Letzteres Problem ist aus unserer Sicht lösbar: Bereits heute werden bei den ÜNB Systeme betrieben bzw. erprobt, die eine kurzfristige Prognose der EEG-Einspeisung mit guter Qualität erlauben und hierbei auch eine Vielzahl von EEG-Einspeisungen online erfassen.

Im Zusammenhang mit der Höhe der durch die EEG-Einspeisung verursachten Regelenergiekosten ist auch auf die noch bestehenden, erheblichen Hemmnisse im bundesdeutschen Regelenergiemarkt hinzuweisen. Der Ausgleich von Regelenergie über die Grenzen von Regelzonen hinweg funktioniert derzeit nicht in dem wünschenswerten Maße, was eine intensive öffentliche Diskussion hervorgerufen hat. Viele EVU beklagen sich über hohe Regelenergiekosten. Eine Verbesserung des Regelenergiemarktes hätte auch unmittelbare Auswirkungen auf die durch das EEG verursachten Regelenergiekosten, die auf die Netzkunden weitergewälzt werden.

Um eine Transparenz der durch das EEG hervorgerufenen Veredelungskosten herzustellen, müssen die Veröffentlichungspflichten für die ÜNB ausgeweitet werden. Es sollten mindestens folgende Größen öffentlich bekannt gemacht werden:

- Ist-Verlauf der EEG-Einspeisung als Viertelstundenzeitreihe, hilfsweise Stundenzeitreihe,
- Day-ahead-Prognose der Windeinspeisung als Viertelstundenzeitreihe, hilfsweise Stundenzeitreihe,
- Zeitverlauf der an die EVU gewälzten EEG-Ganglinie als Viertelstundenzeitreihe.

Auf Basis dieser Werte kann von Externen nachvollzogen werden, in welchem Umfang am physischen Markt und über Regelenergie zu beschaffende Energiemengen notwendig sind, um die Veredelung der EEG-Einspeisung zur gewälzten Ganglinie durchzuführen. Da die entsprechenden Marktpreise für Regelenergie und den physischen Markt öffentlich verfügbar sind, ist auf diese Weise eine Kostentransparenz gewährleistet.

Bezüglich der Form des Rückwälzungsprofils erscheint aus der Diskussion der unterschiedlichen Varianten die Variante mit einem vorab festgelegten Rückwälzungsprofil, das sich an den tatsächlichen Einspeisungen orientiert, ein vielversprechender Ansatz. Der Aufwand für die Veredelung bleibt beim ÜNB, wird aber voraussichtlich niedriger ausfallen als bei der Umformung in ein am Bedarf orientiertes Profil. Die Struktur des Restbezugs der EVU wird jedoch nicht in dem Maße negativ beeinflusst wie bei der derzeit praktizierten Bandlieferung, da davon auszugehen ist, dass dieses Rückwälzungsprofil eine höhere Leistung zur HT-Zeit

aufweist als zur NT-Zeit und damit auch einem am Bedarf orientierten Profil näher kommt als ein Band.

Ein einfach umsetzbarer Ansatz könnte die Verteilung der EEG-Einspeisungen auf HT- und NT-Zeiten sein. Das Rückwälzungsprofil bestünde dann aus einem Base- und einem Peakprodukt, das in seinem jeweiligen energiewirtschaftlichen Wert dem Wert der EEG-Einspeisungen entspricht. Durch die Differenzierung nach Base und Peak lässt sich die EEG-Lieferung gut mit marktüblichen Produkten bewerten. Eine weitere Verfeinerung der Rückwälzungsprofile auf der Basis realer Einspeiseprofile erscheint wegen der starken Angebotsschwankungen nicht sinnvoll.

Auswertungen der Windenergieeinspeisungen des Jahres 2002 des ISET haben ergeben, dass 41 % der Windeinspeisungen zur Peak- und 59 % zur Off-peak-Zeit erfolgten. Da die Peak-Zeiten nur 35,7 % der Gesamtzeit betragen, ergibt sich eine überproportionale Einspeisung zur Peak-Zeit. Unter der Annahme, dass Strom aus Wasserkraft, Deponie-, Gruben- und Klärgas als Band eingespeist wird und Strom aus Biomasse geringfügig stärker der Peak-Zeit zuzuordnen sein dürfte, errechnet sich ein Verhältnis von Peak- zu Off-Peak-Einspeisung von ca. 40 zu 60. Ein zur Zeit mit 1 MW geliefertes Band würde demgemäß aufgeteilt in eine Bandlieferung von 0,94 MW und eine Peak-Lieferung von 0,18 MW (siehe Abb. 1). Die als Peak-Produkt gelieferte Arbeit würde 7 % der gesamten EEG-Lieferung betragen. Diese Form der Rückwälzung ist einfach umsetzbar und würde zu einer Verbesserung gegenüber der jetzigen Situation führen.

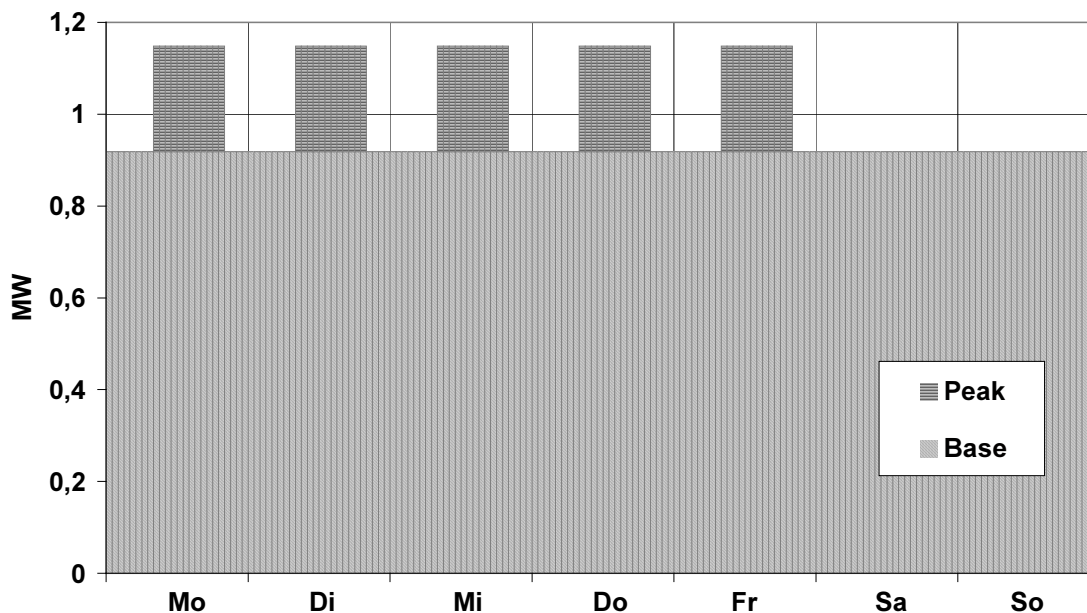


Abbildung 1: Rückwälzung der EEG-Mengen als Base- und Peakprodukt

5 Zusammenfassung und Fazit

Aus der Diskussion der unterschiedlichen Varianten wird deutlich, dass die Variante mit einem vorab festgelegten Rückwählungsprofil, das sich an den tatsächlichen Einspeisungen orientiert, zu einer deutlichen Verbesserung gegenüber der derzeitigen Situation führen würde. Der Aufwand für die Veredelung bleibt beim ÜNB, wird aber voraussichtlich niedriger ausfallen als bei der Umformung in ein am Bedarf orientiertes Profil. Die Struktur des Restbezugs der EVU wird jedoch nicht in dem Maße negativ beeinflusst wie bei der derzeit praktizierten Bandlieferung.

Ein einfach umsetzbarer Ansatz könnte die Verteilung der EEG-Einspeisungen auf HT- und NT-Zeiten sein. Das Rückwählungsprofil bestünde dann aus einem Base- und einem Peakprodukt, das in seinem jeweiligen energiewirtschaftlichen Wert dem Wert der EEG-Einspeisungen entspricht. Auswertungen der Windenergieeinspeisungen des Jahres 2002 des ISET haben ergeben, dass 41 % der Windeinspeisungen zur Peak- und 59 % zur Off-peak-Zeit erfolgten. Da die Peak-Zeiten nur 35,7 % der Gesamtzeit betragen, ergibt sich eine überproportionale Einspeisung zur Peak-Zeit. Unter der Annahme eines Verhältnisses von Peak- zu Off-Peak-Einspeisung bei Berücksichtigung aller EEG-Einspeisungen von 40 zu 60 würde ein zur Zeit mit 1 MW geliefertes Band aufgeteilt in eine Bandlieferung von 0,94 MW und eine Peak-Lieferung von 0,18 MW. Die als Peak-Produkt gelieferte Arbeit würde 7 % der gesamten EEG-Lieferung betragen (vgl. Abb. 1).

Die durch die EEG-Einspeisung verursachten Regelenergiekosten werden durch die Aufteilung Deutschlands in vier Regelzonen unnötig erhöht. Auch wird hierdurch der bundesweite Ausgleich aller mit dem EEG verbundenen Lasten behindert. Solange eine Zusammenlegung der Regelzonen nicht erfolgt ist, sollte zumindest ein unmittelbarer, an der tatsächlichen EEG-Einspeiseganglinie orientierter physischer Ausgleich zwischen den Übertragungsnetzbetreibern eingerichtet werden. Die Regelenergiekosten werden überdies durch einen nur mangelhaft funktionierenden Regelenergiemarkt unnötig in die Höhe getrieben. Die Verbesserungen im Regelenergiemarkt würden nicht nur den allgemeinen Energiehandel erleichtern, sondern auch die Gesamtbelastung der Volkswirtschaft und damit die Belastung der Stromkunden aus dem EEG spürbar vermindern.

Als wichtigste Maßnahme zur Schaffung der erforderlichen Transparenz wird eine Verpflichtung der ÜNB zur Veröffentlichung der tatsächlichen Einspeiseganglinie, deren Day-Ahead-Prognose und der an die EVU weitergewälzten Ganglinie angesehen.

Zur Absicherung und Quantifizierung der hier qualitativ beschriebenen Effekte sollten weitere detaillierte Analysen durchgeführt werden.

Aachen, den 26.05.2003

BET GmbH