

Ausschuss für Umwelt,
Naturschutz und Reaktorsicherheit
14. WP
Ausschussdrucksache 15(15)101*

Gesetzentwurf der Fraktionen SPD und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN
Entwurf eines Ersten Gesetzes
zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes
- BT-Drucksache 15/810 -

Nicht angeforderte Stellungnahmen

Beiträge von	Seite
Professor Dr. D. Schmitt, Universität Essen	2 - 4
Bundesverband der Deutschen Industrie e. V.	5
Hydro Aluminium Deutschland GmbH	6 - 39
Verband der Chemischen Industrie e. V.	40 - 44
Verband der Elektrizitätswirtschaft e. V.	45 - 48
Verband Deutscher Verkehrsunternehmen	49 - 50

Universität Duisburg – Essen
Standort Essen
Universitätsstr. 12
45117 Essen

Fachbereich 5
Wirtschaftswissenschaften

Herrn
Dr. Ernst Ulrich von Weizsäcker MdB
Vorsitzender des Ausschusses für Umwelt,
Naturschutz und Reaktorsicherheit des
Deutschen Bundestages
Paul-Löbe-Allee 2
10557 Berlin

Tel.: 0201/1832399/2995
Fax:: 0201/1832703
e-mail: dieter.schmitt@uni-essen.de

Essen, den 14.5.2003

Öffentliche Anhörung am 19.5.2003

Sehr geehrter Herr von Weizsäcker,

leider sehe ich mich wegen bereits seit längerem eingegangener terminlicher Verpflichtungen nicht in der Lage, persönlich Ihrer Einladung zur öffentlichen Anhörung am kommenden Montag Folge zu leisten. Dennoch möchte ich mir gestatten, Ihnen schriftlich einige Anmerkungen zum vorliegenden Entwurf eines Ersten Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zu übermitteln.

1. Grundsätzlich halte ich das Ziel der Novelle, besonders betroffene stromintensive Unternehmen des produzierenden Gewerbes von der EEG-Umlage zu entlasten, für unterstützenswert. Gleichzeitig bin ich jedoch der Auffassung, dass die im einzelnen vorgesehenen Regelungen nicht immer zielführend sind und daher modifiziert werden sollten. Dabei darf jedoch nicht außer Betracht bleiben, dass die geplante Entlastung – so wünschenswert sie auch im Hinblick auf die Erhaltung der Wettbewerbsfähigkeit der betroffenen Unternehmen ist – bei Umlage auf die übrigen Stromverbraucher dort zu einer zusätzlichen Belastung führt. Das hiermit verbundene Problem wird umso größer, je mehr entlastet wird und je stärker die für die Förderung regenerativer erforderlichen – und entsprechend umzulegenden – Beträge steigen. Daher muss im Rahmen der ohnehin geplanten großen Novelle des EEG vor allem die Frage einer Deckelung ernsthaft geprüft werden.

2. Im Einzelnen darf ich folgendes feststellen: Die in § 11a, Abs. 2 niedergelegten Bestimmungen sind einerseits außerordentlich restriktiv und eröffnen andererseits einen zu großen Spielraum für unterschiedliche Interpretation.
 - a. Viele stromintensive Unternehmen vor allem in den Branchen Papier, Stahl und Chemie erreichen nicht die vorgesehen Kriterien von 100 Gwh Stromverbrauch /a und mindestens 20% Stromkostenanteil an der Bruttowertschöpfung. Daher steht zu befürchten, dass diese Unternehmen aus dem „Entlastungsraaster“ fallen und mit einer in den nächsten Jahren weiter steigenden Belastung aus dem EEG rechnen müssen. Es ist zu befürchten, dass diese Unternehmen vor dem Hintergrund ihrer internationalen Wettbewerbsposition zumindest teilweise ihre Standorte im Inland dauerhaft nicht werden halten können und sich spätestens bei anstehenden Ersatzinvestitionen gezwungen sehen, ihre Produktionsstätten zu verlagern. Das Ergebnis wäre in dreifacher Hinsicht mehr als problematisch: Einbußen an Steueraufkommen, Verlust von Arbeitsplätzen und vor allem Verschlechterung der globalen Klimabilanz, da an vielen der neuen Standorte weniger hohe Umweltstandards gefordert sein dürften.
 - b. Dasselbe gilt auch für die jetzt unter die Entlastung fallenden Unternehmen, falls die zeitliche Befristung auf ein Jahr nicht fallengelassen wird.
 - i. Daher ist bereits heute vorzusehen, dass die vorgesehene Entlastung in der großen Novelle des EEG dauerhaft verankert wird.
 - ii. Darüber hinaus ist dringend dazu zu raten, zumindest die Verknüpfung der beiden Kriterien 100 Gwh /a und Mindestanteil der Stromkosten in Höhe von 20% durch eine „oder“-Regelung zu ersetzen.
 - iii. Es verbleibt jedoch auch in diesem Falle das K.O.-Problem bei Nichterreichen dieser Schwellenwerte. Um dies wenigstens abzuwächen, würde sich eine Stufenregelung empfehlen, auch wenn hiermit zwangsläufig ein zusätzlicher - aber als verkraftbar anzusehender - administrativer Aufwand verbunden wäre.
 - c. Ersatzlos gestrichen werden sollten die „subjektiven“ – kaum eindeutig bestimmbaren - Auslegungskriterien, die nach dem vorliegenden Entwurf vorgesehen sind. Den Unternehmen fehlt die notwendige Planungssicherheit, wenn nach eigenem Ermessen durch das BAFA die Belastung bis auf 0,05 ct/ Kwh gesenkt werden kann. Daher sollte – auch zur Vermeidung von Diskriminierung – eine eindeutige Regelung vorgesehen werden, dergestalt, dass jedes Unternehmen, dass die endgültig vorgesehenen Kriterien erfüllt,

einen Anspruch auf entsprechende – ggfls. (siehe oben) zu staffelnde - Entlastung hat.

- d. Schließlich scheint auch das vorgesehene Rückwälzverfahren nicht praktikabel und sollte durch eine transparentere und einfachere Regelung ersetzt werden.

Ich würde mich freuen, wenn meine Überlegungen für die Beratungen des Ausschusses hilfreich wären.

Mit freundlichen Grüßen

(Prof. Dr. D. Schmitt)

Härtefallregelung im Erneuerbaren-Energien-Gesetz EEG

Abteilung Energiepolitik
II/2 he

Die von der Bundesregierung vorgeschlagene Härtefallregelung im EEG ist nicht sachgerecht, weil sie

- aufgrund der strengen Kriterien viel zu wenige, an beiden Händen abzählbare Unternehmen erfasst;
- ein zu großer Teil des Strombezugs (bis 100 GWh) mit der vollen Umlage nach dem EEG belastet bleibt;
- eine Ermessensentscheidung auf den Einfall bezogen darstellt, die die Entlastungswirkung kaum vorhersehen lässt;
- ein bürokratisches Prozedere erfordert, das Zeit kostet und dessen Verlauf und Ausgang ungewiss sind und nicht allein vom Antragsteller abhängen.

Deshalb fordert der BDI nach Abstimmung mit seinen Mitgliedsverbänden eine Härtefallregelung, die

- einfach strukturiert ist und damit unbürokratisch umgesetzt werden kann;
- die stromintensiven Produktionsprozesse erfasst;
- dabei auch den industriellen Mittelstand einschließt;
- wirtschaftsfreundlich und vorhersehbar ist.

Diese Anforderungen sind dann erfüllt, wenn das Gesetz auf

- eine Einzelfall- und Ermessensentscheidung verzichtet;
- einen Härtefall auf Ebene eines Unternehmens oder einer organisatorisch abgrenzbaren Einheit wie ein Standort, ein Werk, ein Betrieb oder eine Anlage abstellt und
- der Härtefall nach objektiven Kriterien beschrieben wird:
 - Deckelung der Belastung auf mindestens 0,05 Cent/kWh des Strombezugs oberhalb von 10 GWh, wenn
 - Stromverbrauch größer als 10 GWh und
 - Stromkostenanteil an der Bruttowertschöpfung größer als 5 %
 - ergänzende, abgestufte Deckelung auf 0,025 Cent/kWh, wenn
 - Strombezüge größer als 100 GWh und
 - Stromkostenanteil an der Bruttowertschöpfung größer als 10 %

Bundesverband der Deutschen Industrie e.V.
Mitgliedsverband der UNICE

Hausanschrift
Breite Straße 29
10178 Berlin

Postanschrift
11053 Berlin

Telekontakte
Tel.:
Fax:

Internet
<http://www.bdi-online.de>

An den Vorsitzenden des
Umweltausschuss des Deutschen Bundestags
Herr Dr. Ernst Ulrich von Weizsäcker
Platz der Republik 1
11011 Berlin

Anhörung zum EEG am 19.05.03

**Stellungnahme der Hydro Aluminium Deutschland GmbH zum Entwurf eines
ersten Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vom 08.
April 2003**

Sehr geehrte Damen und Herren,

Hydro Aluminium Deutschland GmbH begrüßt die nun vorgesehene Verabschiedung einer vorgezogenen Härtefallregelung zum EEG. Im Hinblick auf die notwendige mittel- und langfristige Investitionssicherheit halten wir es für dringend erforderlich, dass die reduzierte Umlage festgeschrieben wird. Nur dann hilft uns eine solche Regelung.

Im Rahmen der vorgezogenen Regelung für besonders betroffene Unternehmen sehen wir sie als sachgerechte Lösung an, wenn die Handhabung schlank, eindeutig und effizient erfolgen kann. Dazu sollte der vorliegende Gesetzesentwurf im Hinblick auf die nachstehenden Punkte überarbeitet werden:

- Sehr hohe Eingangshürden (20 % und 100 GWh/Jahr) sind für sich ausreichend
- Es werden wohl weniger als 20 Firmen durch die Regelung entlastet, weshalb die Ermessensregelung wegfallen sollte
- Vermeidung unnötigen Verwaltungsaufwandes
- Berücksichtigung der EU-Mindestenergiebesteuerung (komplette Befreiung möglich) und Festlegung auf 0,05 ct/kWh für die Elektrolyseindustrie

Aufgrund der stark gestiegenen EEG-Umlagen in 2002 und erst recht in 2003 ist eine Rückwirkung zum 01.01.2003 erforderlich.

Darüber hinaus bedürfen folgende Punkte aus unserer Sicht einer Klarstellung.

- Hinsichtlich der Definition der Stromkosten müssen alle Arten der regulären Kostenbestandteile sowie Abgaben und Aufschläge (beide in jeweils nominaler Höhe) nebst Steuern enthalten sein
- Es sollte aus Praktikabilitätsgründen das letzte Geschäftsjahr zur Bemessungsgrundlage gemacht werden
- Das gesamte Unternehmen ist als eine „Abnahmestelle“ zu definieren
- Wenn Unternehmen die sehr hohe Eingangshürde (20 % und 100 GWh/Jahr) erreicht haben, ist die Kostenentlastung im Rahmen einer vereinfachten standardisierten Überprüfung dauerhaft zu gewähren
- Unmittelbare Entlastungswirkung notwendig

Planungssicherheit und Vertrauensschutz für die begünstigten Unternehmen müssen durch Fortsetzung der Regelung in der EEG-Novelle gegeben werden.

Als durch die derzeitige EEG-Umlage besonders betroffenes Unternehmen dürfen wir im übrigen auf die beiden Anlagen verweisen, in denen wir unsere Sicht und Kostenbelastung noch einmal zusammen gefasst haben.

Mit freundlichen Grüßen

Dr Dieter Braun

Thomas Mock

Hydro Aluminium Deutschland

**Stellungnahme -
Anhörung zur geplanten
Härtefallregelung im EEG für
die energieintensive
Industrie vor dem dt.
Bundestag**

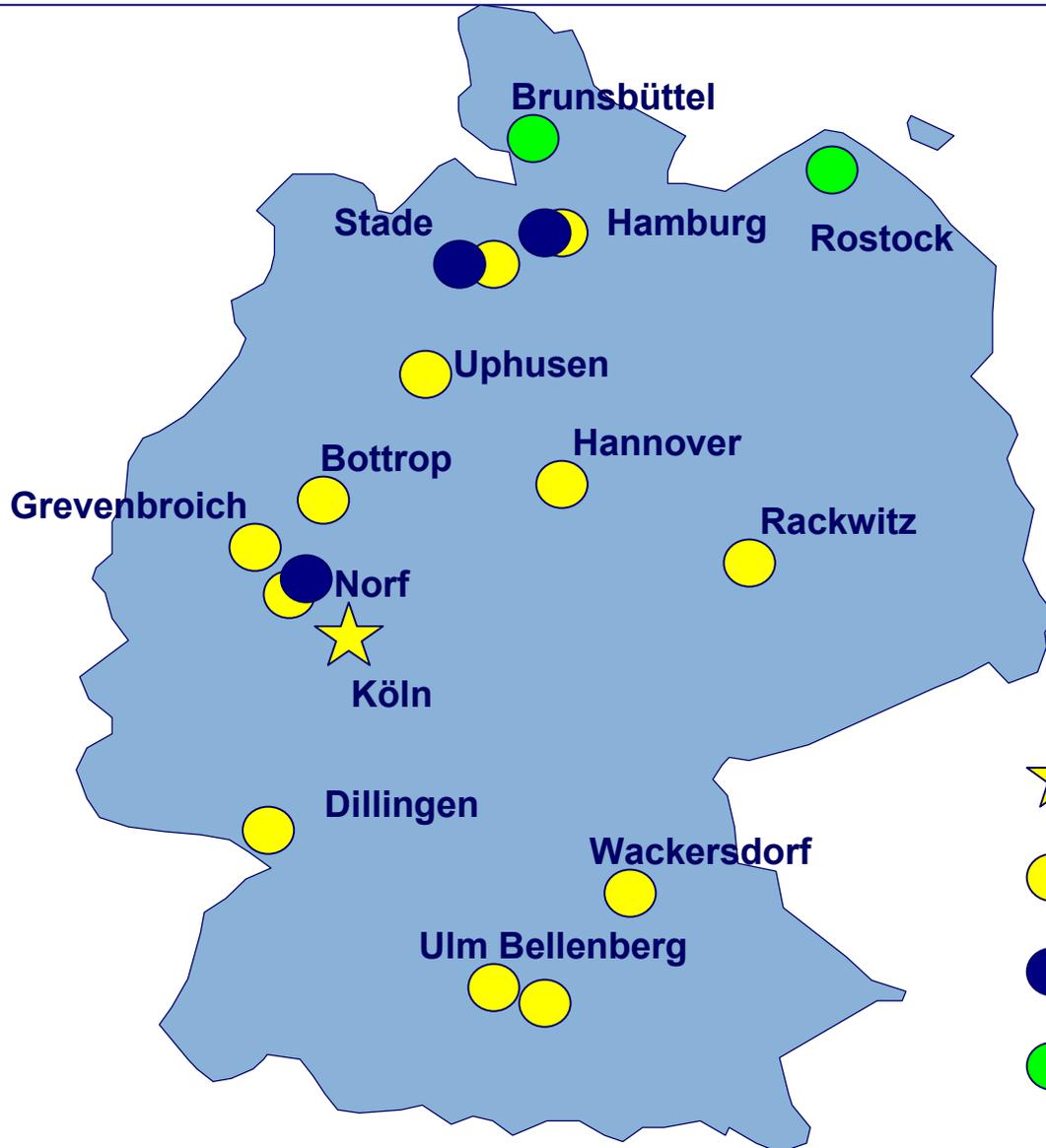
Berlin, den 19.05.03



Norsk Hydro



Hydro's Energie Position in Deutschland



Verbrauch *
Strom: 10 TWh/a
Gas: 4,2 TWh/a
*including third parties
Mitarbeiter: > 9000

-  = deutsche Zentrale
-  = Produktionsstätten
-  = Alu-Hütten
-  = Agri



Hydro Aluminium Deutschland

➤ Hydro Alu-Hütte in Deutschland:		
● Rheinwerk	ca. 850	Arbeitnehmer
● Hamburger Aluminium Werke (1/3)	ca. 600	”
● Stade	ca. 450	”
➤ weitere Gesellschaften		
● Essen (Trimet)	ca. 550	”
● Voerde (Corus)	<u>ca. 450</u>	”
➤ Deutschland insgesamt	2.900	Arbeitnehmer
➤ Alu-Hüttenproduktion in Deutschland:		
● Rheinwerk	220.000	t p.a.
● Hamburger Aluminium Werke (1/3)	130.000	”
● Stade	80.000	”
➤ Weitere Gesellschaften		
● Essen (Trimet)	110.000	”
● Voerde (Corus)	<u>70.000</u>	”
➤ Deutschland insgesamt	610.000	t p.a.
➤ Hütten Aluminium Verbrauch, Deutschland:	2.500.000	t.p.a.



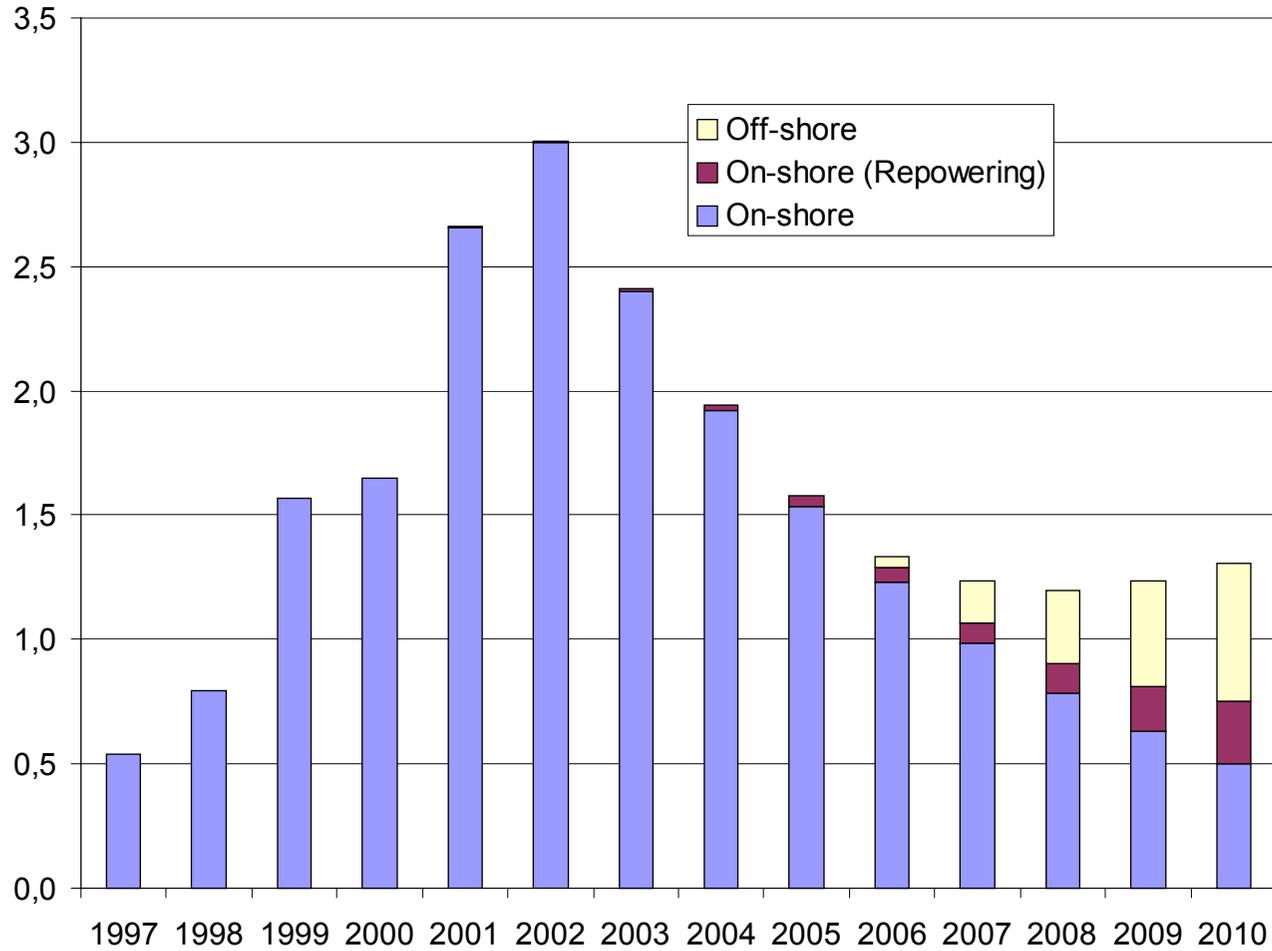
EEG - Grundlagen

- ✓ **Stark steigende Kosten durch immer mehr EEG-Anlagen (01.04.2000)**
- ✓ **EU-Directive (2001/77/EG) für Erneuerbare: Effiziente Anlagen die der Ökonomie und Ökologie genügen müssen (s. z.B. Art. 4 (2) d) – erster Erfahrungsbericht und Umsetzung bis zum 27.10.03**
- ✓ **On-shore: Deutschland hat die geringsten Windstärken aller EU-Mitgliedstaaten**
- ✓ **Physikalisches Gesetz: Doppelte Windgeschwindigkeit führt zum achtfachen Ertrag**
- ✓ **Deutschland >50% aller in Europa installierter Windanlagen**
- ✓ **Für Endverbraucher zu den EEG-Vergütungskosten hinzukommende Kosten durch unstabile (stochastische) Windstromgewinnung:**
 - **Netzkosten**
 - **Regelenergiekosten**
 - **Reservekraftwerkskosten**



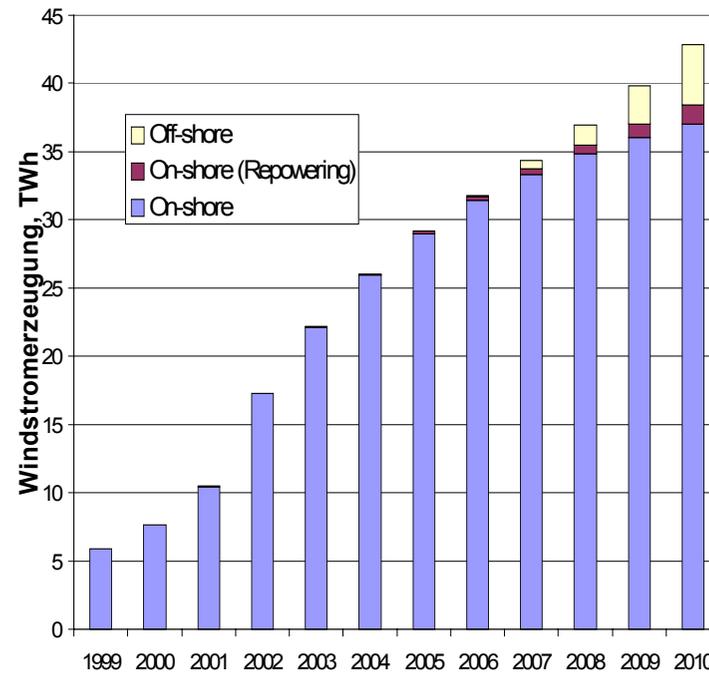
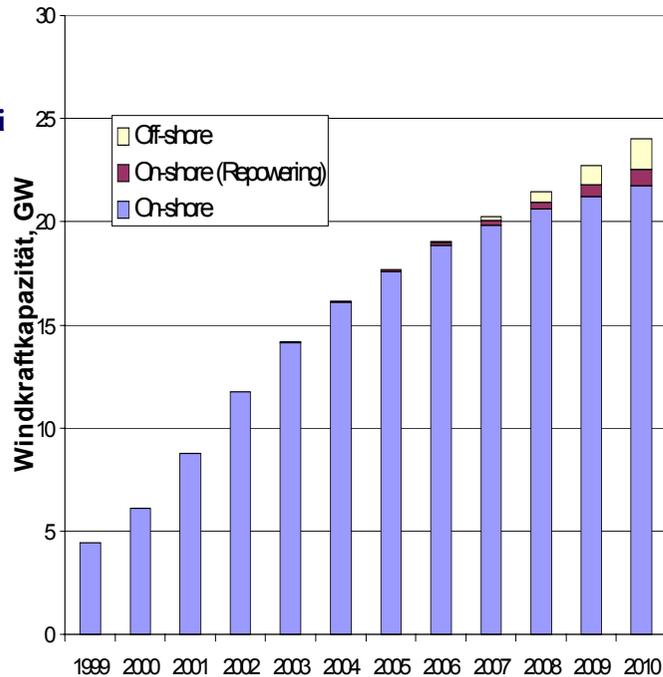
Der Ausbau der Windkraft in Deutschland bis 2010

Windkraft, jährlich installierte Nennleistung GW



Windkraft-Kapazitäten (GW) und –Stromerzeugung (TWh) 1999-2010

Abbi



GW	On-shore	On-shore (Repowering)	Off-shore	Gesamt
1999	4,4	0,0	0,0	4,4
2000	6,1	0,0	0,0	6,1
2001	8,8	0,0	0,0	8,8
2002	11,8	0,0	0,0	11,8
2003	14,2	0,0	0,0	14,2
2004	16,1	0,0	0,0	16,1
2005	17,6	0,1	0,0	17,7
2006	18,8	0,2	0,0	19,0
2007	19,8	0,2	0,2	20,3
2008	20,6	0,4	0,5	21,5
2009	21,2	0,5	0,9	22,7
2010	21,7	0,8	1,5	24,0

TWh/a	On-shore	On-shore (Repowering)	Off-shore	Gesamt
1999	5,9	0,0	0,0	5,9
2000	7,6	0,0	0,0	7,6
2001	10,5	0,0	0,0	10,5
2002	17,3	0,0	0,0	17,3
2003	22,1	0,0	0,0	22,2
2004	25,9	0,1	0,0	26,0
2005	29,0	0,2	0,0	29,1
2006	31,4	0,3	0,1	31,8
2007	33,3	0,4	0,6	34,4
2008	34,8	0,6	1,5	37,0
2009	36,1	0,9	2,8	39,8
2010	37,0	1,4	4,5	42,8



EEG Kostenfolgen

Stromgebrauch, Deutsche Aluminium-Hütten: 10 TWh p.a. (davon Hydro >6 TWh p.a.)

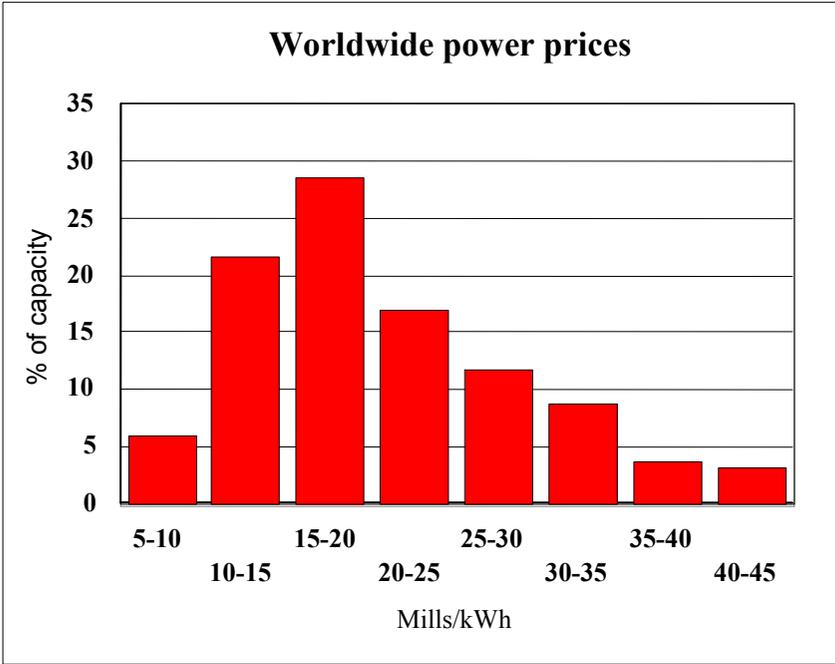
Stromgebrauch Deutschland: ca. 500 TWh p.a.

	2000	2002	2006e	2010e
➤ Zusätzl. Kosten, €C kW/h:	0	0,30	0,7*	1,0*
➤ Gesamtkosten in Mio€:	0	30	70*	100*
● Kein Wettbewerber hat solche Zusatzkosten				
● Bsp. Frankreich hat für sein EEG/FSPE ein cap/Freistellung ab 500.000€ Kosten/p.a. von vornherein festgeschrieben				
➤ Beispiel: Rheinwerk: Stromgebrauch 3,3 Mrd TW/h p.a.				
➤ Gesamtkosten Mio €	> 10	> 23	> 33	
● Zusätzl. Kosten per AN, €	> 12.000	> 27.000	> 38.000	

* Genaue Zahlen hängen von den exakten Zusatzkosten ab wie:
Netzkosten, Regelenergie, Kraftstoffeinsparungen , Zusatzkraftwerke



World Aluminium Smelter Power Prices



EEG Kostenfolgen

✓ Stromproduktion durch EEG-Anlagen, TWh

	2000	2002	2006
	ca. 8	ca. 20	ca. 40*
<i>davon Windstrom</i>			
	ca. 7	ca. 17	ca. 30*

- ✓ **Garantierter Preis für Windstrom:** 2002 9,1 €/KWh
Windstromkosten für Endverbraucher, gesamt: 1,5 Mrd€
Alle EEG-Kosten für Endverbraucher, gesamt: 1,8 Mrd€
- per Haushalt (Verbrauch: 4.000 kWh p.a.) : > 9 €
- ✓ **Wenn EEG-Härtefallregelung für die Alu-Hütten pp. zusätzl Gesamtbelastung per Haushalt:** < 2 €



EEG Kostenprognosen 2010

- ✓ **Stromproduktion 2010 durch EEG-Anlagen, ca 50 TWh**
 - **Schon 2003 sollen über 25 TWh EEG-Strom produziert werden**

EWI-Studie*

EEG-Kosten ca 0,7€C/KWh

Zusatzkosten

durch

- Regelenergie
- Netzausbau
- Reservekraftwerke

insg. ca.1€C/kWh spez. Vergütung

Verm. Kosten offen

Marktpreis EEG ca. 3€C/kWh

EEG-Quote ca. 10%

EEG-Mehrkost. ca. 3Mrd €

BET-Studie**

ca. 0,64€C/kWh

offen

offen

ca. 2,84€C/kWh

ca. 10%

ca. 3Mrd €(EEG-Umlage)

- * v. 10.01.03 Energiewirtschaftliches Institut Köln im Auftrag von HYDRO
- ** v. 22.08.02 Büro für Energiewirtschaft Aachen Im Auftrag von VDMA/BWE



Das EEG und seine Grenzen

- ✓ **Sicherheit hinsichtlich der Kosten Erneuerbarer Energieanlagen für die Industrie**
 - **Begrenzung der Kosten des EEG für die energieintensive Industrie**
 - **EEG-Kosten als weltweiter Wettbewerbsnachteil**
 - **Beachtung der EU-Direktive 2001/77/EG**
 - **Beachtung der EU-Energiemindestbesteuerung – Freistellung der Elektrolysen möglich**

- ✓ **Grundlagen des Standortes Deutschland für die Industrie**
 - **Wettbewerbsfähige Energiekosten sind Basis für Investitionen**
 - **Langfristige Planungs- und Investitionssicherheit ist notwendig**
 - **Energieintensive Industrien sind die Basis der verarbeitenden Industrie**

- ✓ **Unstete Energiepolitik gefährdet nachhaltigen Vertrauensverlust bei Investoren**
- ✓ **Dominoeffekte bei Verlust energieintensiver Industrien**
- ✓ **Weltweiter Wettbewerb um Standorte für günstige Energiekosten**



Eckdaten des Gesetzesentwurfs

✓ Folgende Punkte bedürfen einer Änderung

- Die Mindervergütung ist auf 0,05€C festzuschreiben
 - Gebundene Entscheidung
 - Sehr hohe Eingangshürden (20% / 100GWh)
 - Es werden unter 20 Firmen durch die Regelung begünstigt
 - Eine kleine Anzahl Firmen rechtfertigt kein Ermessen
 - Vermeidung unnötigen Verwaltungsaufwandes
 - Adaption der EU-Mindestenergiebesteuerung und Festlegung auf 0,05€C/kWh für die Elektrolyseindustrie
 - Unmittelbare Entlastungswirkung notwendig, kein Erstattungsverfahren
 - Rückwirkung zum 01.01.2003

Eckdaten des Gesetzesentwurfs

✓ Folgende Punkte bedürfen einer Klarstellung

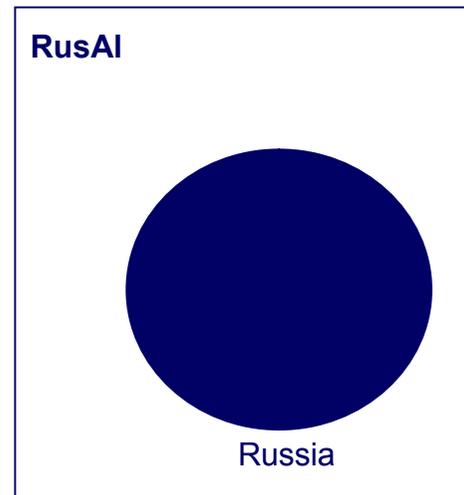
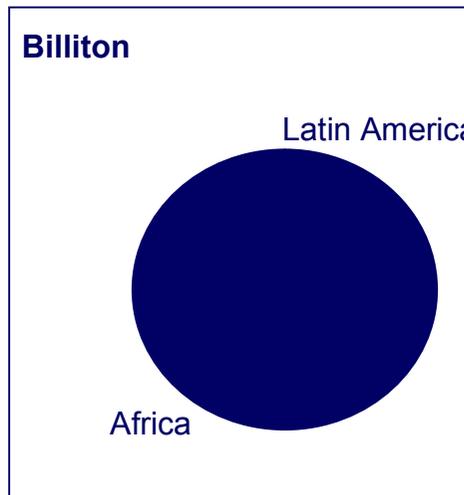
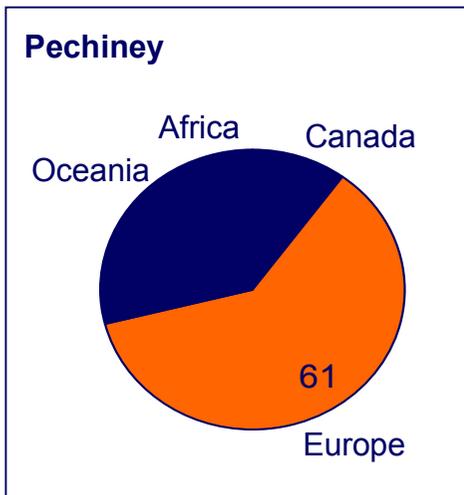
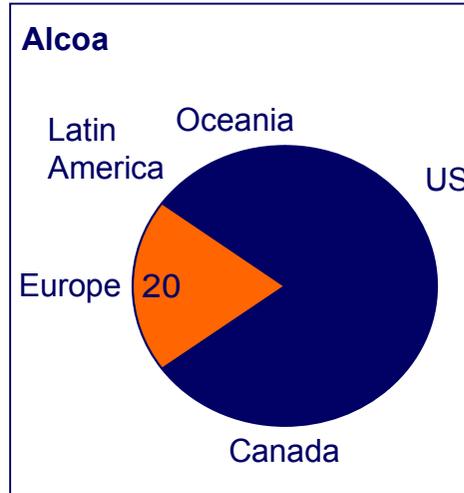
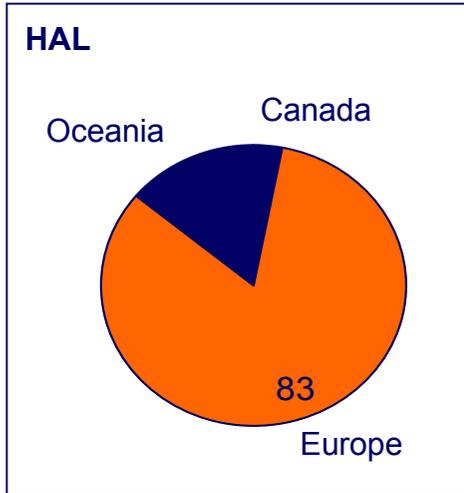
- Begriff der Bruttowertschöpfung
 - beinhaltet auch alle Arten von Energiekosten + MWSt
- Es sollte das letzte Kalenderjahr zur Bemessungsgrundlage gemacht werden
- Unternehmen = Abnahmestelle
- Wenn Unternehmen Eingangshürde erreicht ist das Unternehmen einheitlich zu behandeln und nicht jedes Werk gesondert
- Sicherheit für die begünstigten Unternehmen auf Fortsetzung der Regelung in der EEG-Novelle
- Kostentlastung unbegrenzt, Vertrauensschutz

Back-ups



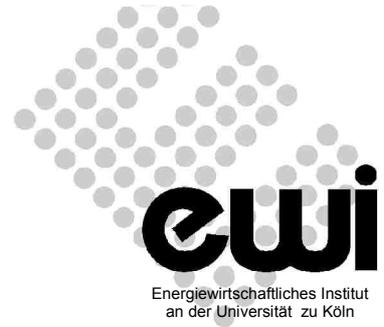
Geographic smelter portfolio differences – main aluminium players

Percent of annual production, 2001



HAL PM is relatively more exposed to Europe, giving HAL a potential competitive disadvantage following expected changes in external conditions due to Kyoto related regulations





Entwicklung der Kosten des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

Kurzgutachten im Auftrag der Hydro Aluminium GmbH

Dietmar Lindenberger, Walter Schulz

Köln, 10.01.2003

Inhalt

Kurzfassung	1
<u>1 Entwicklung der EEG-geförderten Stromeinspeisung</u>	3
<u>1.1 Zubau von Windkraftanlagen</u>	3
<u>1.2 Kapazitätsentwicklung und Stromerzeugung</u>	4
<u>1.3 Gesamte EEG-Stromeinspeisung</u>	5
<u>2 EEG-bedingte Kosten</u>	7
<u>2.1 Einspeisevergütungen</u>	7
<u>2.2 Vermiedene Kosten, zusätzliche Kosten und Nettobelastung</u>	9
<u>3 Sensitivität</u>	10
<u>4 EEG, Klimaschutzpolitik und Standortpolitik</u>	12

Kurzfassung

Seit seinem Inkrafttreten zum April 2000 hat das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) zu einem starken Zuwachs der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen geführt. Selbst unter moderaten Annahmen ist im Jahr 2010 mit einer EEG-geförderten Stromeinspeisung von rd. 50 TWh zu rechnen. Dies bedeutet eine Verdopplung der EEG-Quote von 5,5 % in 2002 auf rd. 11 % in 2010.

Die Einspeisevergütungen nach EEG steigen bei einer solchen Entwicklung von 2,2 Mrd. € in 2002 auf rd. 5 Mrd. € in 2010. Gegenzurechnen sind die durch EEG-Einspeisung vermiedenen Kosten im konventionellen Kraftwerkspark sowie die zusätzlich anfallenden Regellenergie- und Netzausbaukosten. Die geschätzte Nettobelastung beträgt in 2010 rd. 3,3 Mrd. €. Dies entspricht etwa 20 % der gesamten Stromerzeugungskosten in Deutschland.

Mit dem EEG hat Deutschland international eine Vorreiterrolle bei der Förderung der Regenerativstromerzeugung und insbesondere der Windstromerzeugung übernommen und belastet dadurch seine Wirtschaft heute stärker, als dies andere Länder tun. Für die deutsche Volkswirtschaft als Ganzes stellt dies keine schwerwiegende Zusatzbelastung dar. Anders sieht es für stromintensive Produktionen aus.

Die von den Netzbetreibern nach dem EEG bezahlten Einspeisevergütungen werden zunächst durch einen Ausgleichsmechanismus gleichmäßig auf alle Netzbetreiber verteilt und im Netzentgelt auf die Stromhändler überwälzt. Da alle Stromhändler pro kWh im selben Umfang mit EEG-Zahlungen belastet werden, ist die Weiterwälzung im Strompreis auf die Verbraucher gesichert. Auch Größtverbrauchern wird es unter diesen Bedingungen nicht gelingen, diese Belastungen auf die Stromhändler zurückzuwälzen.

Die somit von allen Stromverbrauchern zu tragende Belastung steigt bis 2010 auf rd. 0,7 Ct/kWh an. Für Größtverbraucher bedeutet dies eine Strompreiserhöhung um größenordnungsmäßig 1/4 bis 1/3. Ausnahmeregelungen für stromintensive Industrien, die diese Belastung verringern würden, sieht das EEG – im Gegensatz zum Ökosteuer- und KWK-Gesetz – nicht vor.

Ein Teil der Fördermittel kann als Ausgleichszahlung dafür angesehen werden, dass durch die EEG-Einspeisung CO₂-Emissionen einer sonst höheren fossilen Stromerzeugung vermieden werden. Ausgehend von den Grenzkosten sonstiger Maßnahmen zur CO₂-Minderung im fossilen Kraftwerkspark wird geschätzt, dass etwa 1/10 der gesamten Mehrkosten der EEG-Einspeisung als Ausgleichszahlung für vermiedene CO₂-Emissionen betrachtet werden kann. Unter einem durchgängigen Regime der Emissionsminderung mit CO₂-Zertifikatsverpflichtung und -handel erhaltene CO₂-freie Regenerativstromerzeugung über den Marktwert des Stroms hinaus eine Prämie in dieser Höhe. Wenn Selbstverpflichtungen als gleichwertige Klimaschutzinstrumente neben ordnungsrechtlichen Maßnahmen, zu denen auch das EEG rechnet, anerkannt werden, sind die Industrien, welche die geforderten CO₂-

Minderungen im Rahmen von Selbstverpflichtungen erbringen, von solchen Ausgleichszahlungen an Regenerativstromerzeuger freizustellen.

Das Kernproblem ist die Finanzierung der Zahlungen für EEG-Einspeisung, die über die Abgeltung für CO₂-Freiheit des eingespeisten Stroms hinausgehen – nach unseren Schätzungen rd. 9/10 der Nettokosten der EEG-Einspeisung. Bei einseitigen Strompreiserhöhungen in Deutschland in dieser Größenordnung muss mit negativen Auswirkungen auf Produktions- und Standortentscheidungen in Deutschland gerechnet werden.

Diesen Gefahren kann durch eine Differenzierung der Belastungssätze begegnet werden. Richtschnur sollte sein, dass die gesamten, aus umweltpolitischen und anderen Gründen auferlegten Zusatzbelastungen nicht das Belastungsniveau der ausländischen Wettbewerber überschreitet. Eine Differenzierung der Belastungssätze aus dem EEG, die an der Stromintensität der Produktion ansetzt, wird dem Problem am besten gerecht. Sie stellt die kritischen Produktionen von den Sonderbelastungen durch das EEG weitgehend frei und minimiert sachlich nicht gerechtfertigte Verschiebungen der EEG-Belastungen zwischen Stromverbrauchergruppen.

1 Entwicklung der EEG-geförderten Stromeinspeisung

Das am 1.4.2000 in Kraft getretene Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien (EEG) hat die Förderung der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen gegenüber dem früheren Stromeinspeisungsgesetz deutlich verbessert. Die gesetzlich festgelegten Einspeisevergütungen für Strom aus Wasserkraft, Windkraft, Biomasse, Deponie-, Klär- und Grubengasen sowie solarer Strahlungsenergie dienen dem Ziel, „den Beitrag erneuerbarer Energien an der Stromversorgung deutlich zu erhöhen, um (...) den Anteil erneuerbarer Energien am gesamten Energieverbrauch bis zum Jahr 2010 mindestens zu verdoppeln“ (§1).

Seit seinem Inkrafttreten hat das EEG zu einem starken Anstieg der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien geführt. Nachdem die Strommenge aus EEG-geförderten Anlagen im Jahr 2000 noch 13,2 TWh betrug und im Jahr 2001 17,8 TWh eingespeist wurden, wird für das Jahr 2002 mit rund 25 TWh EEG-Einspeisung gerechnet. Dies entspricht einem Anstieg der EEG-Quote (Anteil der nach EEG vergüteten Strommenge an der gesamten an Letztverbraucher abgegebenen Strommenge) von 2,9 % im Jahr 2000 auf über 5 % im Jahr 2002.

Dieser steile Anstieg beruht hauptsächlich auf dem Zubau von Windkraftanlagen. Wie die nachfolgenden Abschätzungen zeigen, wird die Nutzung der Windenergie auch weiterhin den dominierenden Beitrag zum Wachstum der gesamten EEG-Stromeinspeisung darstellen.

1.1 Zubau von Windkraftanlagen

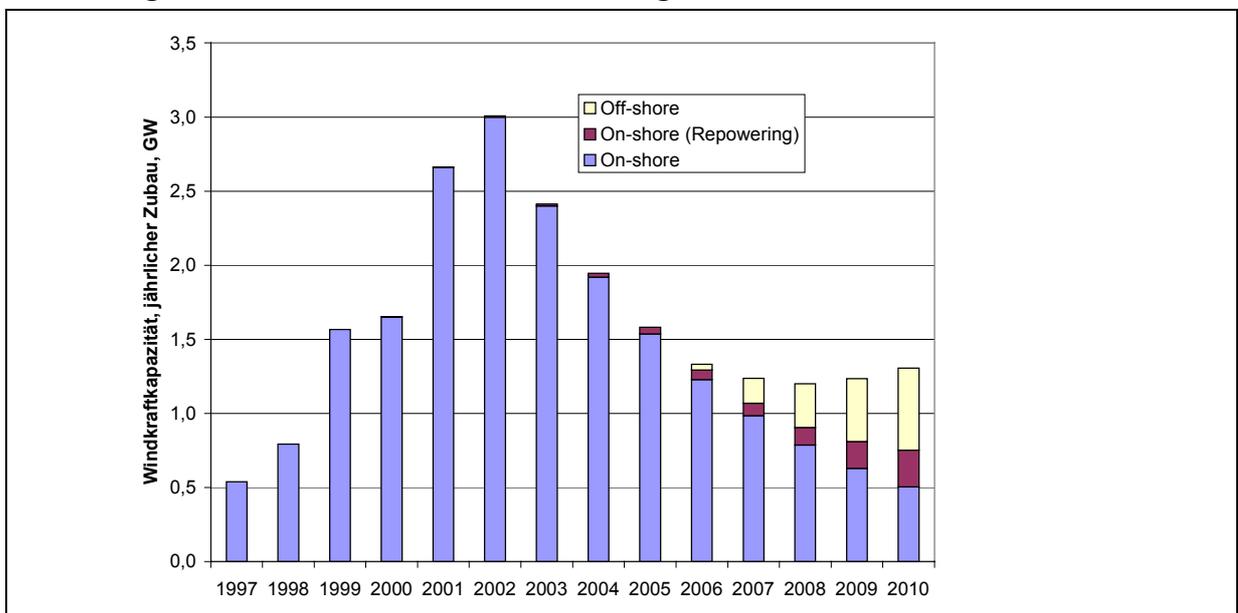
Die Ende 1999 in Deutschland bestehende Windkraftkapazität (von 4450 MW) hat sich durch den Anlagenzubau in den Jahren 2000 (+1650 MW) und 2001 (+2660) annähernd verdoppelt (auf rd. 8750 MW). Für das Jahr 2002 wird ein weiterer Zubau von rund 3000 MW erwartet.

Aufgrund von Flächenbeschränkungen und der im Zeitverlauf abnehmenden Qualität der noch verfügbaren (On-shore) Standorte wird zukünftig mit abnehmenden Kapazitätswachsen gerechnet. Wie schnell und stark die jährlichen Neuinstallationen abnehmen werden, wird unterschiedlich prognostiziert.¹ Um den Prognoseunsicherheiten Rechnung zu tragen, betrachten wir neben dem nachfolgend beschriebenen Referenzszenario in der Sensitivitätsanalyse (Abschnitt 4) ein Szenario mit höherem und eines mit geringerem Zubau an Windkraftkapazität.

¹ DEWI (2002) erwartet für das Jahr 2006 noch 924 MW Zubauten an neuen On-shore-Standorten, die bis 2012 auf Null absinken. BTM (2002) prognostiziert bis 2006 einen jährlichen Zubau von 2000 MW und mehr. DEWI (2002), Entwicklung der Windenergie in Deutschland und der Welt bis zum Jahr 2006, 2010 und 2030, Studie des Deutschen Windenergie-Instituts, März 2002. BTM (2002), International Wind Energy Development – World Market Update 2001, BTM consult ApS, Denmark, March 2002.

Das Referenzszenario unterstellt – ausgehend vom erwarteten Zubau um 3000 MW im Jahr 2002 – einen Rückgang der Neuinstallationen um jährlich 20 %. Damit werden im Jahr 2010 noch rd. 500 MW an neuen (On-shore) Standorten zugebaut. Hinzu kommen die Kapazitätswüchse an bereits erschlossenen Standorten durch den Ersatz von Altanlagen durch leistungsstärkere Neuanlagen (Repowering). Dabei wird unterstellt, dass i) infolge vielfach erlöschender Baugenehmigungen weniger als 1/3 der Altanlagen durch neue ersetzt werden, ii) die Ersetzungen zeitlich gleichverteilt zwischen dem 10. und 20. Betriebsjahr erfolgen und diese iii) zu einer Nettokapazitätserhöhung um durchschnittlich 50 % führen. Daraus ergibt sich für den insgesamt noch jungen Windkraftanlagenpark eine im Zeitverlauf ansteigende zusätzliche Leistung durch Repowering, die im Jahr 2010 250 MW/a beträgt. Weiterhin wird für die Zeit nach 2005 ein ansteigender Zubau von Windkraftanlagen off-shore unterstellt, der im Jahr 2010 rd. 600 MW/a beträgt (Abbildung 1).

Abbildung 1: Jährl. Zubau von Windkraftanlagen bis 2010, GW – Referenzszenario –



Quelle: Eigene Berechnungen.

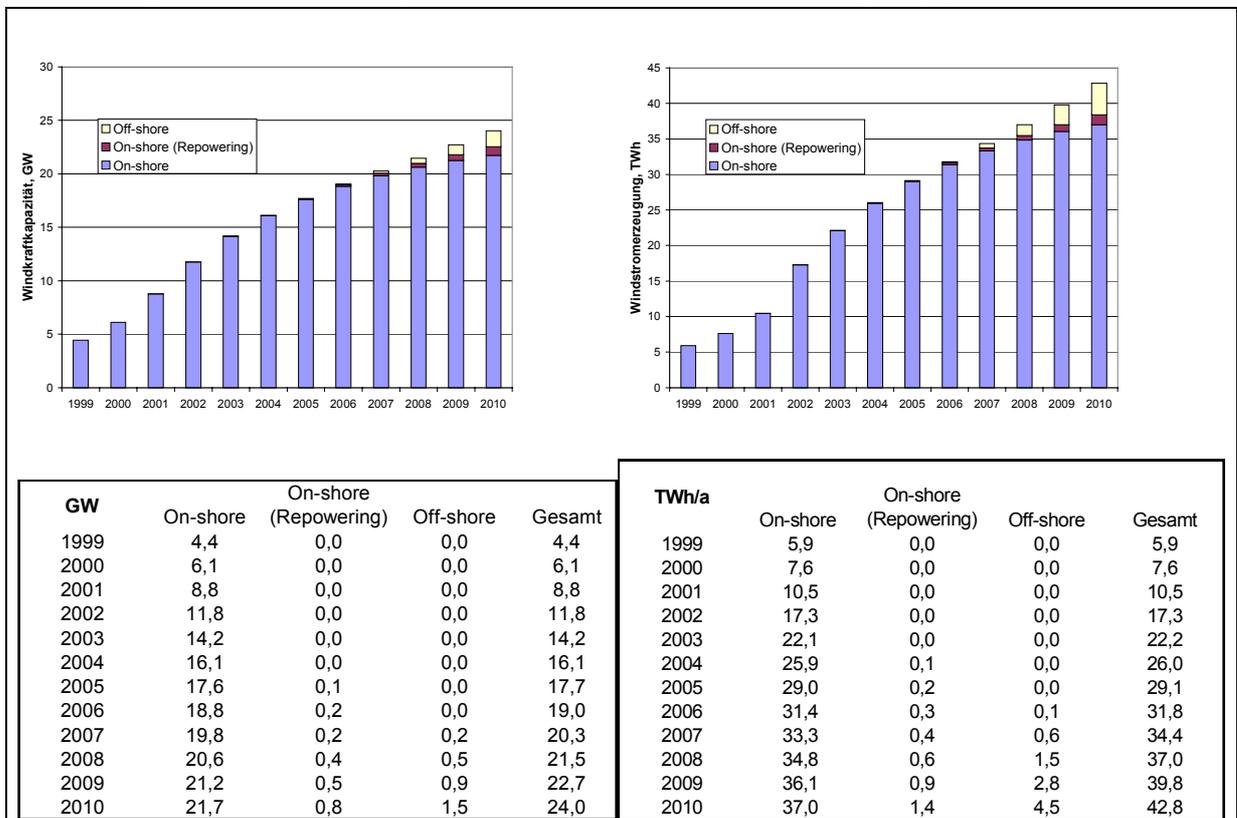
1.2 Kapazitätsentwicklung und Stromerzeugung

Aus dem erwarteten Verlauf der jährlichen Zubauten von Windkraftanlagen ergibt sich bis zum Jahr 2010 eine kumulierte Kapazität von 24 GW, davon 1,5 GW off-shore. Die Abschätzung der resultierenden Stromerzeugung erfolgt auf der Basis der beobachteten Kapazitätsauslastungen im Anlagenbestand.² Für die später hinzu kommenden off-shore-Anlagen werden 3000 Volllaststunden unterstellt. Hieraus ergibt sich eine Stromerzeugung aus Windkraft,

² Für im Jahr 2002 erschlossene Standorte wird in Windnormaljahren von durchschnittlich 1750 Volllaststunden ausgegangen; danach Abnahme der Qualität zusätzlich erschlossener Standorte um durchschnittlich 2% jährlich; zwei Drittel der innerhalb eines Jahres zugebauten Kapazität geht in der zweiten Jahreshälfte in Betrieb.

die von 7,6 TWh im Jahr 2000 auf knapp 43 TWh (davon 4,5 TWh off-shore) im Jahr 2010 ansteigt (Abbildung 2).

Abbildung 2: Windkraft-Kapazitäten (GW) und –Stromerzeugung (TWh) 1999-2010

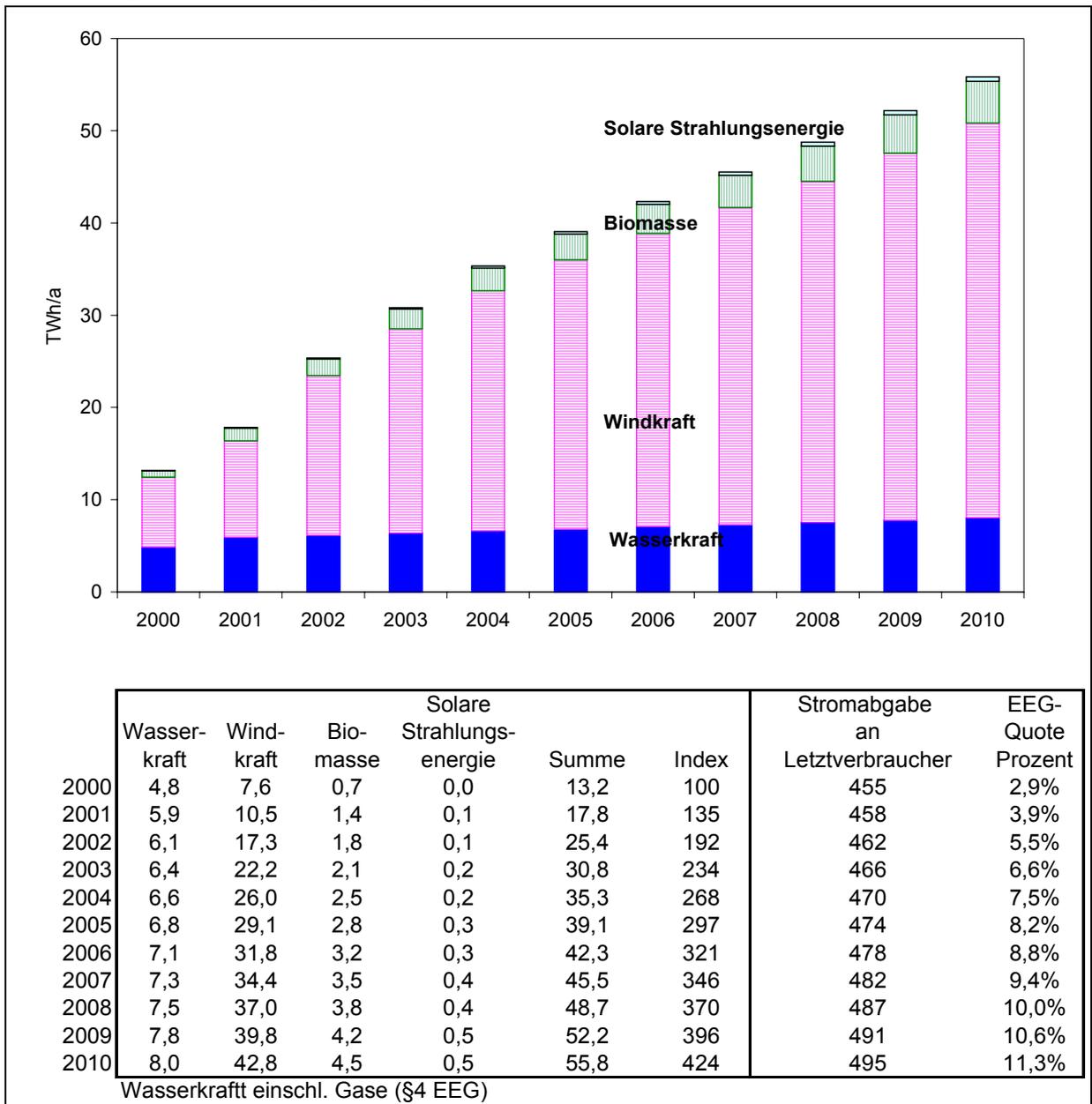


Quelle: Eigene Berechnung

1.3 Gesamte EEG-Stromeinspeisung

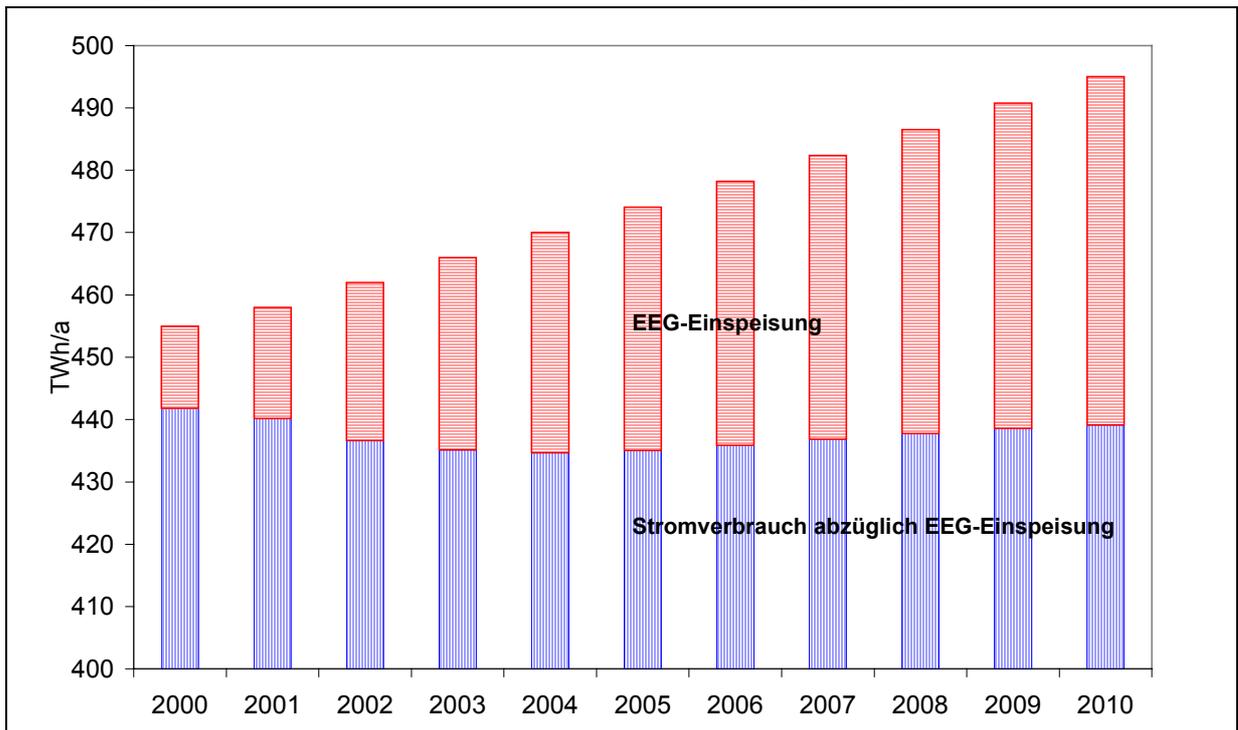
Ein der Windenergie vergleichbar steiler Anstieg wird für die anderen durch EEG geförderten Energieträger nicht erwartet. Für die unter das EEG fallende Stromerzeugung aus Wasserkraft (inkl. Gase gem. §4), Biomasse und solarer Strahlungsenergie werden jeweils vergleichsweise moderate lineare Anstiege bis 2010 angenommen, wodurch sich im Jahr 2010 insgesamt eine EEG-Stromeinspeisung von rd. 56 TWh ergibt. Bezogen auf die gesamte Stromabgabe an Letztverbraucher in Deutschland entspricht dies im Jahr 2010 einem Anteil von 11,3 %. Dadurch wird sich die EEG-geförderte Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen gegenüber ihrem Wert des Jahres 2000 von 13,2 TWh im Jahr 2010 mehr als vervierfacht haben (Abbildung 3).

Abbildung 3: EEG-Einspeisemengen 2000-2010, TWh



Quelle: Eigene Berechnungen

Bei einem derartigen Anstieg der durch das EEG geförderten Stromerzeugung wird der Zuwachs im Stromverbrauch vollständig durch regenerative Stromerzeugung gedeckt (Abbildung 4).

Abbildung 4: Stromverbrauchswachstum und EEG-Einspeisung 2000-2010

Quelle: Eigene Berechnung.

2 EEG-bedingte Kosten

Zur Ermittlung der durch das EEG bedingten jährlichen (Netto-) Kosten sind neben den Einspeisevergütungen für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen die im konventionellen Kraftwerkspark vermiedenen Kosten sowie EEG-bedingt (im Stromnetz) anfallende Mehrkosten zu berücksichtigen.

2.1 Einspeisevergütungen

Die Vergütungssätze für Stromeinspeisung sind im Gesetz differenziert nach Energieträger, Anlagengröße und Standortqualität (Windkraft) festgelegt und überwiegend degressiv ausgestaltet. Die Sätze werden ab 2002 jährlich jeweils für die dann neu in Betrieb genommenen Anlagen abgesenkt. Diese (nur die hinzukommenden Kapazitäten betreffenden) Absenkungen betragen für solare Strahlungsenergie 5 Prozent, für Biomasse 1 Prozent und für Windenergie 1,5 Prozent.

Im Falle der Windenergie werden die Vergütungssätze auch in Abhängigkeit vom Anlagenertrag bzw. der Standortqualität abgesenkt, jedoch frühestens (für sehr ertragreiche Standorte) nach fünf Betriebsjahren. Liegen die Anlagenerträge unter bestimmten Referenzwerten, so werden die Anfangsvergütungen in Abhängigkeit von den beobachteten Erträgen der Anlagen erst später abgesenkt. Auf der Basis der beobachteten Erträge des Anlagenbestandes gehen wir von im Zeitverlauf nur leicht fallenden durchschnittlichen Vergütungssätzen für Strom

aus Windkraft aus. Diese Vergütungssätze bestimmen wesentlich die über alle Energieträger (mengengewichtet) gemittelten Sätze (Tabelle 1).

Tabelle 1: Durchschnittliche Vergütungssätze, Ct/kWh

	Wasser- kraft	Wind- kraft	Bio- masse	Solare Strahlungs- energie	Mittlerer Vergütungs- satz	Index
2000	7,2	9,1	9,6	50,4	8,5	100
2001	7,2	9,1	9,5	50,7	8,6	101
2002	7,2	9,0	9,4	49,6	8,8	103
2003	7,2	9,0	9,4	48,4	8,9	104
2004	7,2	9,0	9,4	47,2	8,9	104
2005	7,2	8,9	9,3	46,1	8,9	104
2006	7,2	8,9	9,3	45,0	8,9	104
2007	7,2	8,8	9,3	43,9	8,9	104
2008	7,2	8,8	9,2	42,9	8,9	104
2009	7,2	8,8	9,2	41,9	8,9	104
2010	7,2	8,8	9,1	40,9	8,9	104

Quelle: Eigene Berechnung.

Aus den Vergütungssätzen und den oben abgeschätzten Einspeisemengen errechnen sich Einspeisevergütungen für Wasserkraft, Windkraft, Biomasse und solare Strahlungsenergie, deren Summe von 1,1 Mrd. € im Jahr 2000 auf knapp 5 Mrd. € im Jahr 2010 ansteigt. Damit ergibt sich bezogen auf die kWh Stromverbrauch im Jahr 2010 eine spezifische Vergütung von 1,00 Ct/kWh (Tabelle 2).

Tabelle 2: Einspeisevergütungen, Mio €, Ct/kWh

	Wasser- kraft Mio €	Wind- kraft Mio €	Bio- masse Mio €	Solar- Strahlung Mio €	Summe Mio €	Index	EEG-Vergütung pro kWh Stromverbrauch Ct/kWh
2000	348	692	67	17	1125	100	0,25
2001	426	952	132	30	1540	137	0,34
2002	443	1565	170	54	2232	198	0,48
2003	460	1993	201	76	2731	243	0,59
2004	476	2331	232	98	3137	279	0,67
2005	493	2598	263	118	3472	309	0,73
2006	510	2822	293	137	3762	334	0,79
2007	527	3040	323	155	4045	359	0,84
2008	544	3263	353	172	4331	385	0,89
2009	560	3502	382	189	4633	412	0,94
2010	577	3764	412	205	4957	441	1,00

Wasserkraft einschl. Gase (§4 EEG)

Quelle: Eigene Berechnung.

2.2 Vermiedene Kosten, zusätzliche Kosten und Nettobelastung

Durch die vermehrte EEG-Einspeisung werden sowohl Kosten im übrigen Kraftwerkspark vermieden als auch zusätzliche Kosten verursacht. Beide Einflüsse sind bei der Abschätzung der EEG-bedingten Nettokosten zu berücksichtigen. Die Auswirkungen eines Windenergieausbaus in den oben gezeigten Größenordnungen, die damit verbundenen Anpassungen im Kraftwerkspark und im Netz und als Folge davon die durch Windenergieerzeugung vermiedenen und zuwachsenden Kosten sind bisher noch nicht im Gesamtsystem des europäischen Kraftwerksparks und Netzverbunds untersucht worden. Solange eine solche Systemuntersuchung aussteht, müssen die einzelnen Elemente der vermiedenen und zusätzlichen Kosten isoliert auf der Grundlage vorliegender Daten geschätzt werden. Vermieden werden variable und fixe Kosten im übrigen Kraftwerkspark, zusätzlich entstehen Regelenenergie- und Netzausbaukosten.

Die EEG-Stromeinspeisung verdrängt Stromerzeugung im übrigen Kraftwerkspark. Die durch die Einspeisung vermiedenen variablen Stromerzeugungskosten sind anhand der teuersten jeweils in Betrieb befindlichen Kraftwerke (Grenzkraftwerk) zu bestimmen. Diesen vermiedenen Grenzerzeugungskosten stehen Brennstoffkostenerhöhungen als Folge der Anpassung des Kraftwerksparks an die volatilere Windenergieeinspeisung gegenüber.

Erhöhte Windstromerzeugung hat im Wesentlichen zwei Auswirkungen auf den Zubau im übrigen Kraftwerkspark. Erstens kann wegen des Windenergieausbaus auf den Zubau konventioneller Kraftwerkskapazität in dem Umfang verzichtet werden wie ein Sockel von Windkraft-einspeisung mit derselben Sicherheit wie aus dem übrigen Kraftwerksmix zur Verfügung steht. Zweitens führt ein steigender Anteil der volatilen Windstromerzeugung dazu, dass im übrigen Kraftwerkspark verstärkt andere Kraftwerkstypen zugebaut werden als ohne Windstromeinspeisung: Zum Ausgleich der volatilen Windstromerzeugung braucht man Kraftwerke, die flexibel in der Fahrweise sind und einen geringeren Auslastungsgrad haben. Solche Kraftwerke haben geringere Fixkosten und höhere variable Kosten als die Kraftwerke, die ohne Windeinspeisung zugebaut worden wären.

Die Einspeisungen unter dem EEG aus Biomasse und Wasserkraft sind besser steuerbar bzw. weniger volatil. Je GW Einspeiseleistung wird mehr konventionelle Kapazität vermieden und die Auswirkungen auf die Fahrweise der übrigen Kraftwerke sind weniger stark als bei der volatileren Windenergie.

Die hohe Volatilität der Windstromeinspeisung erfordert zusätzliche Anfahrvorgänge und Stand-by-Kapazität im übrigen Kraftwerkspark. Die damit verbundenen Regelenenergiekosten sind als EEG-bedingte Mehrkosten zu berücksichtigen. Weiterhin können durch steigende Beiträge der Windenergie zur Stromerzeugung zusätzliche Kosten für die Anpassung der bestehenden Netze erforderlich werden, da diese nicht für den Abtransport größerer Mengen Windenergieeinspeisung aus den Küstenregionen in die Verbrauchsschwerpunkte ausgelegt sind. Zwar werden die EEG-Einspeisungen teilweise auch verbrauchsnahe (sowohl räumlich wie nach Spannungsebene der Einspeisung) erfolgen als eine sonst erforderliche fossile Stro-

merzeugung, so dass weniger Strom über die Netze mit höheren Spannungen fließt. Die dadurch abbaubaren Kosten sind jedoch gering, da nur wenig Netz(reserve)leistung eingespart werden kann. Auch die vermeidbaren Verluste des Stromtransports sind vergleichsweise gering.

Insgesamt ergeben sich durch EEG-Einspeisung vermiedene Kosten, die von 2,75 Ct/kWh EEG-Einspeisung im Jahr 2005 auf 3 Ct/kWh im Jahr 2010 ansteigen. Die absoluten Einsparungen im übrigen Kraftwerkspark steigen von 1,1 Mrd. € in 2005 auf 1,7 Mrd. € in 2010 (Tabelle 3).

Tabelle 3: EEG-Vergütung und vermiedene Kosten im übrigen Kraftwerkspark

	EEG-Einspeisung	EEG-Vergütung		Vermiedene Kosten	
	TWh/a	Ct/kWh	Mrd €/a	Ct/kWh*	Mrd. €/a
2005	39	8,9	3,5	2,7	1,1
2010	56	8,9	5,0	3,0	1,7

*bezogen auf kWh EEG-Einspeisung

Quelle: Eigene Berechnung.

Zieht man diese durch EEG-Einspeisung im übrigen Kraftwerkspark vermiedenen Kosten von der EEG-Einspeisevergütung ab, erhält man die Netto-Belastung der Stromverbraucher durch das EEG (Tabelle 4). Die Netto-Belastung beträgt rd. 6 Ct/kWh EEG-Einspeisung. Bezogen auf den gesamten Stromverbrauch steigt sie von rd. 0,5 Ct/kWh in 2005 auf rd. 0,7 Ct/kWh in 2010 an. Die absolute Netto-Belastung steigt von etwa 2,4 Mrd. € in 2005 auf etwa 3,3 Mrd. € in 2010 an.

Tabelle 4: EEG-bedingte Mehrkosten

	Stromabgabe an	EEG-	Vermiedene	EEG-bedingte	Netto-Belastung pro kWh	
	Letztverbraucher	Vergütung	Kosten	Netto-Belastung	EEG-	Strom-
	TWh/a	Mrd €/a	Mrd €/a	Mrd €/a	Ct/kWh	verbrauch
						Ct/kWh
2005	474	3,5	1,1	2,4	6,1	0,5
2010	495	5,0	1,7	3,3	5,9	0,7

Quelle: Eigene Berechnung.

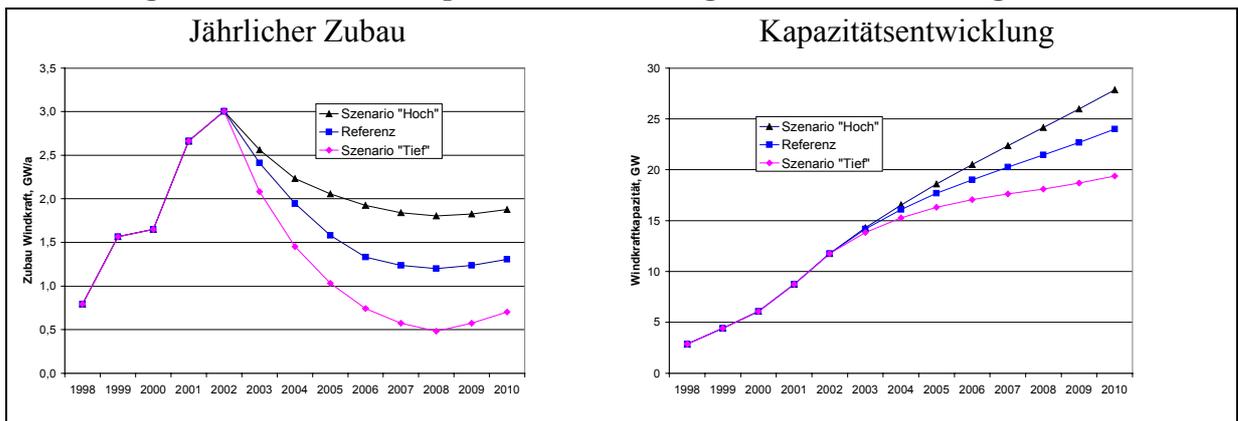
3 Sensitivität

Der tatsächliche Ausbau der Windenergie ist durch eine Vielzahl technischer, rechtlicher und wirtschaftlicher Faktoren bestimmt, die zu einem höheren oder geringeren Ausbau führen können als oben geschätzt. Abweichende Entwicklungen der Wasserkraft, Biomasse oder der solaren Strahlungsenergie sind aufgrund der im Betrachtungszeitraum wesentlich geringeren Mengen in ihren Auswirkungen auf die EEG-bedingten Kosten vergleichsweise unbedeutend.

Wir untersuchen deshalb zwei weitere Szenarien, eines mit stärkerem Zubau von Windkraftanlagen (Szenario „Hoch“) und eines mit niedrigerem (Szenario „Tief“). In Szenario „Hoch“ beträgt der jährliche Rückgang des On-shore-Zubaus 15%, in Szenario „Tief“ 30% (Referenz:

20%). Weiterhin werden in Szenario „Hoch“ die im Koalitionsvertrag vom 16.10.2002 genannten Ziele von (mindestens) 500 MW Kapazität Off-shore bis zum Jahr 2006 und 3000 MW bis 2010 erreicht, während im Szenario „Tief“ im Jahr 2010 eine Off-shore-Kapazität von 500 MW erreicht wird. Damit sind bis zum Ende der Dekade in Szenario „Hoch“ insgesamt rd. 28 GW Windkraftleistung installiert, in Szenario „Tief“ rd. 19 GW (Abbildung 5).

Abbildung 5: Szenarien der Kapazitätsentwicklung von Windkraftanlagen bis 2010



Quelle: Eigene Berechnung.

Diese Kapazitäten erzeugen im Jahr 2010 51 TWh (Szenario „Hoch“) bzw. 34 TWh (Szenario „Tief“) Strom aus Windkraft. Die gesamten EEG-Einspeisemengen betragen rd. 64 TWh bzw. 47 TWh, was einer EEG-Quote von 12,9 bzw. 9,5% entspricht. Die EEG-bedingten Mehrkosten betragen im Jahr 2010 rd. 3,8 bzw. 2,8 Mrd. €. Durch Umlage dieser Mehrkosten auf den Stromverbrauch ergeben sich spezifische Mehrkosten von 0,8 Ct/kWh (Szenario „Hoch“) bzw. 0,6 Ct/kWh (Szenario „Tief“).

Die Unsicherheiten bei der Schätzung der vermiedenen Kosten sind nicht geringer als die Mengenunsicherheiten. Solange aber noch keine Systemanalyse vorliegt, welche die Auswirkungen des Ausbaus der regenerativen Energien im Gesamtsystem des europäischen Kraftwerksparks und Netzverbunds untersucht, sind weitere Sensitivitätsrechnungen nicht aufschlussreich.

Im Weiteren legen wir die Netto-Belastung nach Tabelle 4 zugrunde.

4 EEG, Klimaschutzpolitik und Standortpolitik

Das EEG gibt den Anbietern regenerativer Energien über einen Zeitraum von 20 Jahren eine Absatz- und Preisgarantie. Die Förderung soll einen breiten Einsatz der regenerativen Energien und insbesondere der Windenergie sichern, obwohl deren Kosten noch weit über denen der fossilen Stromerzeugung liegen, um einen Prozess der Kostensenkung durch Lernkurveneffekte einzuleiten in der Erwartung, dass die Windenergie längerfristig die Wirtschaftlichkeitsschwelle erreicht und dann eine zusätzliche CO₂-freie wirtschaftliche Energieerzeugung auf inländischer Basis verfügbar ist.

Die für dieses Ziel eingesetzten Mittel sind – gemessen an den gesamten Stromerzeugungskosten in Deutschland - erheblich: Bei einem Anteil der EEG-Stromeinspeisung von rd. 10 % an der Stromerzeugung im Jahr 2010 entsteht unter dem geltenden Fördermechanismus eine Mehrbelastung von gut 3 Mrd. €/a; dies entspricht etwa 20 % der gesamten Stromerzeugungskosten in Deutschland.

Ein Teil dieser Fördermittel kann als Ausgleichszahlung dafür angesehen werden, dass durch die EEG-Einspeisung CO₂-Emissionen einer sonst höheren fossilen Stromerzeugung vermieden werden. Wenn man die Grenzkosten der CO₂-Minderung im fossilen Kraftwerkspark mit 10 €/t CO₂ annimmt³, erspart eine EEG-Einspeisung von 56 TWh größenordnungsmäßig 0,3 Mrd. €/a an sonst erforderlichen CO₂-Minderungskosten im Kraftwerkspark. Somit kann etwa 1/10 der gesamten Mehrkosten der EEG-Einspeisung als Ausgleichszahlung für vermiedene CO₂-Emissionen betrachtet werden. Der überwiegende Teil der Fördermittel dient dagegen als Anschubfinanzierung für die noch jungen Techniken der regenerativen Stromerzeugung.

Die Zahlungen an die Regenerativstromerzeuger werden nach dem EEG von den Netzbetreibern geleistet, die den Strom in ihr Netz aufnehmen, und über einen Ausgleichmechanismus zwischen den Netzbetreibern so verteilt, dass jeder Netzbetreiber pro kWh, die über sein Netz geleitet wird, dieselbe Belastung trägt. Die Belastung wird von den Netzbetreibern im Netz entgelt auf die Stromhändler überwält, die sie auf die Stromverbraucher weiterwälzen. Da alle Stromhändler gleichermaßen mit EEG-Zahlungen belastet werden, ist die Weiterwälzung gesichert. Aus diesem Grunde wird es auch Großverbrauchern nicht gelingen, diese Belastungen im Stromwettbewerb auf Stromhändler zurückzuwälzen. Unter dem EEG werden somit alle Stromverbraucher pro kWh gleichmäßig belastet. Diese Belastung steigt bis 2010 nach den obigen Schätzungen größenordnungsmäßig auf 0,7 Ct/kWh an. Bei Größtverbrauchern würde eine solche Belastung den Strompreis größenordnungsmäßig um 1/4 bis 1/3 erhöhen. Ausnahmeregelungen für stromintensive Industrien, die diese Belastung verringern würden, sieht das EEG - im Gegensatz zum Ökosteuer- und KWK-Gesetz – nicht vor.

³ Nach früheren Untersuchungen des EWI stellen Grenzvermeidungskosten von 10 €/t CO₂ in der Stromerzeugung eher eine Obergrenze dar.

Die ökonomische Beurteilung derartiger absehbarer Belastungen durch das EEG behandelt zunächst die Einpassung des EEG in den Instrumentenmix der Klimaschutzpolitik und dann die Frage der Wettbewerbsneutralität bei der Finanzierung einer langfristigen Vorsorgepolitik.

Effiziente CO ₂ -Minderungs- politik	Einpassung des EEG in den Instrumenten- mix der Klimaschutzpolitik - EEG und Selbstverpflichtung - EEG und CO ₂ -Zertifikate
Langfristige Vorsorgepolitik	EEG als Instrument der Technologiepolitik - EEG-Finanzierung und Wettbewerb

Die Bundesrepublik Deutschland hat sich im Rahmen des EU-Burdensharing verpflichtet, die CO₂-Emissionen in Deutschland bis 2008/12 gegenüber dem Stand von 1990 um 21 % zu verringern. Um dieses Reduktionsziel zu erreichen, werden unterschiedliche Instrumente eingesetzt, die von Selbstverpflichtungen bis zu einer Vielzahl ordnungsrechtlicher Eingriffe reichen, zu denen auch das EEG gehört. Das Nebeneinander unterschiedlicher Instrumente, zu denen in Zukunft noch Zertifikatsverpflichtungen mit Zertifikathandel hinzukommen, verlangt eine Abstimmung der Instrumente, um Belastungslücken und Doppelbelastungen möglichst zu vermeiden.

Wenn Selbstverpflichtungen als gleichwertige Klimaschutzinstrumente neben ordnungsrechtlichen Eingriffen anerkannt werden, sind die Industrien, welche die geforderten CO₂-Minderungen im Rahmen von Selbstverpflichtungen erbringen, von den Belastungen durch das EEG freizustellen, da eigene Minderungsmaßnahmen im Rahmen der Selbstverpflichtung an die Stelle ordnungsrechtlicher Maßnahmen wie das EEG treten. Dies gilt für den Teil der EEG-Zahlungen, der als Entgelt für heute erbrachte CO₂-Minderung durch Regenerativstromerzeugung angesehen werden kann, also größenordnungsmäßig 1/10 der gesamten EEG-Zahlungen. Eine völlige Freistellung wäre unter dem Gesichtspunkt gleichwertiger Klimaschutzinstrumente nur gerechtfertigt, wenn Selbstverpflichtungen darüber hinaus auch ein Äquivalent für staatliche Vorsorgepolitik in Form der Technologieförderung im Bereich der regenerativen Energien darstellten. So weit reichen die bisher eingegangenen Selbstverpflichtungen aber nicht.

Wenn die Regenerativstromerzeugung in ein umfassendes Regime der der Emissionsminderung mit CO₂-Zertifikatsverpflichtung und -handel integriert würde, erhielte CO₂-freie Regenerativstromerzeugung über den Marktwert des Stroms hinaus eine Prämie in Höhe der Grenzkosten der CO₂-Minderung. Diese Grenzkosten sind potenziell umso niedriger, je größer das Gebiet ist, in dem Emissionsrechte gehandelt werden können.⁴ Nach vorliegenden A-

⁴ Unter dem Emissionshandelssystem nach EU-Richtlinie ist der Emissionshandel räumlich auf die EU beschränkt und innerhalb dieses Raums auf die in der Richtlinie erfassten Anlagen bzw. Branchen. Die Kommission beabsichtigt jedoch, noch vor Sommer 2003 einen Richtlinienentwurf zum projektbasier-

analysen dürfte diese Prämie in einem Bereich bis 10 €/t CO₂ oder größenordnungsmäßig bis etwa 0,5 Ct/kWh liegen. Dies sind etwa 10 % der (Netto-)Kosten der Regenerativstromerzeugung. Unter einem Regime der CO₂-Zertifikatspflicht mit Emissionsrechthandel würden die Stromverbraucher also eine Prämie für Regenerativstrom bezahlen, die größenordnungsmäßig 1/10 der Belastung aus dem EEG betrüge.

Das Kernproblem ist die Finanzierung der Zahlungen für EEG-Einspeisung, die über die Abgeltung für CO₂-Freiheit des eingespeisten Stroms hinausgehen – nach unseren Schätzungen rd. 9/10 der Nettokosten der EEG-Einspeisung. Mit diesen Zahlungen soll die Entwicklung einer CO₂-freien und längerfristig auch wirtschaftlichen Energieerzeugung auf regenerativer Basis in Deutschland ermöglicht werden. Sie dienen der langfristigen Vorsorge gegen Klimarisiken und andere Risiken der Energieversorgung. Deutschland übernimmt bei der Förderung regenerativer Energien und insbesondere der Windenergie eine Vorreiterrolle und belastet dadurch seine Wirtschaft heute stärker, als dies andere Länder tun. Ob sich das auszahlen wird, kann dahingestellt bleiben. Wir lassen auch offen, ob eine solche Vorsorgepolitik ausschließlich von den Stromverbrauchern finanziert werden sollte. Für die deutsche Volkswirtschaft als Ganzes stellt sie keine schwerwiegende Zusatzbelastung dar. Anders sieht es für stromintensive Produktionen aus.

Der Finanzierungsmechanismus des EEG führt bei der zu erwartenden und politisch gewollten starken Erhöhung der Regenerativstromerzeugung zu Strompreiserhöhungen, die für Größtabnehmer mit stromintensiven Produktionen in der Größenordnung von 1/4 bis 1/3 liegen werden. Einseitige Strompreiserhöhungen in Deutschland in dieser Größenordnung können von den betroffenen stromintensiven Industrien nicht oder allenfalls zu einem geringen Teil weitergewälzt werden, da ihre ausländischen Konkurrenten keine derartigen Zusatzbelastungen zu tragen haben. Deshalb muss mit negativen Auswirkungen auf Produktions- und Standortentscheidungen in Deutschland gerechnet werden, zumal die Belastungen aus dem EEG sich nicht nur auf den hier untersuchten Zeitraum bis 2010 beschränken, sondern danach entsprechend dem weiteren Ausbau der Windenergie weiter ansteigen werden.

Diesen Gefahren kann durch eine Differenzierung der Belastungssätze begegnet werden. Richtschnur sollte sein, dass die gesamten, aus umweltpolitischen und anderen Gründen auferlegten Zusatzbelastungen nicht das Belastungsniveau der ausländischen Wettbewerber überschreitet. Eine Differenzierung der Belastungssätze aus dem EEG, die an der Stromintensität der Produktion ansetzt, wird dem Problem am besten gerecht. Sie stellt die kritischen Produktionen von den Sonderbelastungen durch das EEG weitgehend frei und minimiert sachlich nicht gerechtfertigte Verschiebungen der EEG-Belastungen zwischen Stromverbrauchergruppen

ten Handel (JI/CDM) vorzulegen, so dass dieser zeitgleich mit dem EU-Emissionshandel beginnen kann.



VCI-Stellungnahme

zum Entwurf eines Ersten Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG)

**vom 9. April 2003
(„Härtefall-Vorschaltgesetz“)**

1. Belastung aus EEG für die chemische Industrie nicht mehr tragbar

Die finanziellen Belastungen der Industrie durch das Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG) vom 29. März 2000 sind nicht länger tragbar. Das EEG führt nach Prognosen der Netzbetreiber für das Jahr 2003 zu Gesamtkosten von 2,8 Mrd. €.

Unter Berücksichtigung der vermiedenen Strombeschaffungskosten führt das EEG im Jahr 2003 zu einem Aufschlag von etwa 0,42 Ct/kWh. Die Versorger fordern bereits heute von unseren Unternehmen Umlagen zwischen 0,40 und 0,47 Ct/kWh. Im Verhältnis zum Großhandelspreis für Strom ist dies eine Mehrbelastung von ca. 20 %.

Die chemische Industrie ist der größte industrielle Stromnutzer und in diesem Jahr mit EEG-Aufschlägen zwischen 155 und 180 Mio. € belastet. Die Aufschläge haben bei stromintensiven Produktionen dramatische Auswirkungen. Bei Chlor-Alkali-Elektrolyse-Anlagen z. B. steigt die EEG-Belastung auf Beträge an, die bis zu 40 % der Personalkosten entsprechen. Die ohne EEG-Belastung vorhandene Rendite wird aufgezehrt; die Anlage bzw. das Unternehmen geraten in die Verlustzone.

Die Chemieindustrie konkurriert auf den internationalen Märkten und ist daher auf international wettbewerbsfähige Stromkosten angewiesen. Einseitig nationale Gesetze wie das EEG gefährden in erheblichem Maße die globale Wettbewerbsfähigkeit deutscher Chemieunternehmen und -standorte. Die Belastungen aus ähnlichen Fördergesetzen sind in den meisten industriell geprägten EU-Ländern deutlich geringer. Ohne eine deutliche Begrenzung dieser Zusatzkosten drohen Produktionsverlagerungen der stromintensiven Chemie von Deutschland an andere Standorte der Weltwirtschaft.

2. Handlungsbedarf und VCI-Position zum EEG

Daher drängen wir seit geraumer Zeit auf eine unverzügliche Änderung dieser gesetzlichen Bestimmungen. Ziel muss dabei sein, das Fördervolumen insgesamt, insbesondere aber die Belastungen der stromintensiven Industrie analog zu den Regelungen beim KWK-Gesetz auf 0,05 Ct/kWh (mehr als 100.000 kWh Stromverbrauch pro Jahr) bzw. 0,025 Ct/kWh (mehr als 4% Stromkostenanteil am Umsatz), zu begrenzen. Was beim KWK als richtig und notwendig anerkannt wurde, muss auch beim EEG gelten.

Um den politischen Vorgaben nach einer begrenzteren Regelung Rechnung zu tragen, hatten wir in Schreiben an die Regierungsfractionen vom 19. Februar 2003 alternativ zur 100.000 kWh-Schwelle vorgeschlagen, zumindest Anlagen mit einem Jahresverbrauch von mehr als 10 GWh unter eine Deckelung auf 0,05 Ct/kWh zu stellen.

3. Allgemeine VCI-Bewertung zum Härtefall-Vorschaltgesetz

Wir begrüßen, dass die Regierungsfractionen nun einen Gesetzentwurf vorgelegt haben, der stromintensive Unternehmen und Unternehmensteile bei den EEG-Kosten entlasten soll. Regierungsfractionen und Bundesregierung anerkennen damit, dass das EEG in der Tat bei der stromintensiven Industrie und ihren Prozessen zu unzumutbaren Belastungen und einer Beeinträchtigung ihrer Wettbewerbsfähigkeit führt.

Der Gesetzentwurf in der vorgelegten Form kann allerdings nur in sehr wenigen Einzelfällen zu der erforderlichen Entlastung führen und ist insofern nicht dazu geeignet, die vielfach existenzgefährdenden Auswirkungen der EEG-Belastung wirksam zu begrenzen. Die Belastung der chemischen Industrie wird voraussichtlich um gerade einmal einen Betrag in der Größenordnung von 10 Prozent sinken (genauere Angaben sind leider wegen der vagen Formulierungen im Gesetzentwurf nicht möglich).

Gleichwohl konzentriert sich unsere Stellungnahme auf einige wenige Aspekte, die im Wesentlichen die bessere Handhabbarkeit dieses Vorschaltgesetzes zum Ziel haben. Die grundsätzliche Erfordernis einer KWK-ähnlichen Deckelung im Rahmen der unverzüglich anzugehenden umfassenden EEG-Novellierung bleibt hiervon unberührt.

4. VCI-Vorschläge zur besseren Handhabbarkeit des Vorschaltgesetzes

Der vorliegende Gesetzentwurf sieht vor, dass Unternehmen oder Unternehmensteile Antrag auf Entlastung bei den EEG-Kosten stellen können, wenn sie gewisse quantitative und qualitative Kriterien erfüllen. Der Entwurf räumt dabei der mit der Entscheidung beauftragten Behörde – sowohl bei der Frage, ob die Kriterien erfüllt sind, als auch bei der tatsächlich gewährten Belastungsbegrenzung – breiten Interpretations- bzw. Ermessensspielraum ein. Da der Gesetzentwurf an mehreren Stellen vage bleibt, erfüllt er nicht die nötigen Voraussetzungen für Rechts- und Investitionssicherheit. Ein derartiges Gesetz wäre ein Gegenbeitrag zum Bemühen der Bundesregierung um Bürokratieabbau.

Im Einzelnen halten wir folgende Änderungen für unabdingbar, um das Gesetz zumindest einigermaßen rechtssicher und handhabbar zu machen:

- **Rechtssicherheit**

Das Verfahren muss vereinfacht und rechtssicher sein. Gesetzlich festgelegte Kriterien müssen eine eindeutige Vorgabe für zweifelsfrei nachvollziehbare und ggf. einer rechtlichen Überprüfung zugängliche Beschlüsse der Behörde sein.

Besonders fragwürdig ist die vorgesehene behördliche Prüfung auf „erhebliche Beeinträchtigung der Wettbewerbsfähigkeit“, auf deren Basis die Behörde für die EEG-Umlage einen „bestimmten Vom-Hundert-Anteil“ so festlegt, dass die Restbelastung einen bestimmten Betrag „nicht unterschreitet“. Einzelne Unternehmen haben in den letzten Tagen ihre Wirtschaftsprüfer prüfen lassen, wie die geforderten Tatbestände testiert werden können. Nach deren Prüfung sind die genannten Begriffe so unklar definiert (Was ist der relevante Markt? Wie ist das Verhältnis zum Wettbewerbsrecht? etc), dass die geforderten Tatbestände auf Basis des jetzigen Präzisionsgrads nicht testierbar sind. Auch das BAFA kann die wirtschaftliche Situation eines Unternehmens in seinem globalen Markt nicht rechtssicher beurteilen.

Ein derartig vages Gesetz würde eine Vielzahl von Anträgen und Klagen auf Gleichbehandlung nach sich ziehen. Obgleich die mögliche Entlastung durch die „Härtefallregelung“ auf das gesamte Fördervolumen des EEG bezogen verschwindend klein ist, hat sie für viele einzelne Unternehmen existenzielle Bedeutung und wird ein Ausschöpfen aller Rechtsmittel geradezu erzwingen. Aufgrund der zu erwartenden Auseinandersetzungen wird eine Bearbeitungszeit von vier Wochen kaum zu garantieren sein.

Wir fordern, dass

- an die Stelle der im Gesetzentwurf vorgesehenen Kann-Regelung ein Anspruchsrecht der Unternehmen auf die vorgesehene Entlastungsregelung tritt
- das Gesetz auf die Vorlage eines Testats der „erheblichen Beeinträchtigung der Wettbewerbsfähigkeit“ aufgrund der EEG-Kosten verzichtet, weil dies schlichtweg nicht testierbar ist
- innerhalb von vier Wochen nicht abgeschlossene Anträge automatisch als genehmigt gelten.

- **Anlagenbezug**

Wir begrüßen, dass der Entwurf die Entlastung der EEG-Kosten von Unternehmen oder Unternehmensteilen vorsieht.

Im Sinne der besseren Rechtssicherheit sollte das Gesetz jedoch anstelle von „selbständigen Teilen des Unternehmens“ von „organisatorisch abgrenzbaren Teilen“ sprechen und explizit erwähnen, dass dabei die Abgrenzungen Anlage, Betrieb, Werk, Standort als mögliche Unternehmensteile gelten. So können die verschiedenen Wertschöpfungsstufen innerhalb der Unternehmen einzeln auf ihre Stromintensität untersucht und die besonders betroffenen Anlagen identifiziert und gezielt von den EEG-Kosten entlastet werden. Dies macht gerade im Hinblick auf die politische Vorgabe Sinn. Nur so ist sicher gestellt, dass innerhalb einer Branche ein „level playing field“ erzielt wird und ein bestimmter stromintensiver Produktionsanlagentyp nicht unterschiedlich hohe EEG-Kosten zu tragen hat, je nachdem, ob eine Anla-

ge dieses Typs der wesentliche Teil eines kleinen oder aber Teil eines großen Unternehmens ist. Andernfalls käme es zu unsinnigen Ausgliederungen.

Wir schlagen vor, den Schluss von § 11a, Abs. (2) folgendermaßen zu fassen: „Die Sätze 1 bis 3 gelten für **organisatorisch abgrenzbare** Teile des Unternehmens entsprechend. **Als mögliche organisatorisch abgrenzbare Teile des Unternehmens können ein Standort, ein Werk, ein Betrieb, eine Anlage gelten.**“

- **Kriterium Mindeststrommenge/Selbstbehalt**

Der „Selbstbehalt“ der Mindeststrommenge von 100 GWh mit vollen EEG-Kosten ist unklar geregelt (pro Abnahmestelle/Unternehmen?, vgl. § 11a, Absatz (3)).

Im Sinne der Rechtssicherheit muss das Gesetz klarstellen, dass ein Unternehmen den Selbstbehalt nur einmal zu tragen hat und nicht jede Abnahmestelle für sich. Sonst würden Unternehmen mit dezentralen Produktionsstätten stark benachteiligt.

Eine Mindeststrommenge von 100 GWh entspricht mindestens 420.000 Euro Selbstbehalt und ist damit auch beim Bezug auf das Gesamtunternehmen, insbesondere für mittlere und kleinere Unternehmen, nicht tragbar. Ein solch hoher Schwellenwert ist mittelstandsfeindlich.

- **Kriterium Stromkostenanteil an der Bruttowertschöpfung: Staffelung**

Der Entwurf sieht vor, dass die Höhe der Deckelung davon abhängen soll, „inwieweit das Verhältnis der Stromkosten zur Bruttowertschöpfung 20% überschreitet“.

Wenn hiermit eine Staffelung für den Deckelungsbetrag angestrebt wird, sind im Sinne der Rechtssicherheit des Gesetzes genauere Bestimmungen unabdingbar. Die Deckelungshöhe kann nicht einer Einzelfallprüfung und dem Ermessen durch BAFA/BMU unterliegen. Eine derartige Regelung würde dazu führen, dass unterschiedliche Effizienz- und Kostenstrukturen aufgrund unterschiedlicher Produktionsprozesse innerhalb einer Branche durch unterschiedlich hohe EEG-Deckelungsbeträge nivelliert werden. Eine solche Regelung bestraft Innovationen und verhindert die technologische Weiterentwicklung.

Es muss zweifelsfrei festgelegt werden, dass beim Erreichen eines bestimmten Stromkostenanteils an der Bruttowertschöpfung (zzt. geplant 20%) eine Deckelung der Belastung auf 0,05 ct/kWh auch tatsächlich greift. Davon ausgehend muss der „Einstieg“ in die Entlastung der EEG-Kosten mit ggf. etwas höheren Deckelungsbeträgen bei deutlich unter den zzt. geplanten 20% Stromkostenanteil beginnen.

Zum Vergleich: In der Ende März beschlossenen EU-Energiesteuerrichtlinie gilt ein Unternehmen dann als energieintensiv, wenn die Energie- und (!) Strombeschaf-

fungskosten 3 Prozent des Produktionswertes betragen. Für die chemische Industrie besteht zwischen Produktionswert und Bruttowertschöpfung ein Faktor von etwa 3 – 3,5 und zwischen Energie- inkl. Strombeschaffungskosten und den reinen Strombeschaffungskosten ein Faktor von etwa 2,5. Die Übertragung der EU-Norm auf den im Entwurf vorgeschlagenen Quotienten würde damit einem Stromkostenanteil an der Bruttowertschöpfung von etwa 3,6 – 4,2 Prozent entsprechen.

- **Verhältnis Stromversorger – Abnehmer**

Die Versorgungssituation ist heute – nicht zuletzt als Folge der Liberalisierung – sehr vielfältig und nicht durch ein einfaches Stromversorger/Abnehmer-Schema darstellbar. Viele Industrieunternehmen beziehen ihren Strom heute bei vielen verschiedenen Versorgern und Stromhändlern. Auch wenn das Gesetz die EVU zur Erstellung der geforderten Testate über die Strommengen und Differenzkosten verpflichtet, werden sie in der Praxis nur schwer zu erhalten bzw. zu sammeln sein.

Das Gesetz sollte daher im Sinne der besseren Handhabbarkeit auf die Vorlage entsprechender Testate verzichten. Die vom Wirtschaftsprüfer auf seiten des antragstellenden Unternehmens testierten angefallenen EEG-Kosten müssen genügen.

- **Ausgleichsregelung/Auswirkung der Härtefallregelung entlang der Strom-Lieferkette**

Die Verpflichtung von Versorgungsunternehmen zur Abnahme eines EEG-Strommengenanteils darf sich nur auf diejenigen Stromlieferungen beziehen, die ursprünglich von einem Übertragungsnetzbetreiber aus einem Netz der allgemeinen Versorgung geliefert wurden.

Dieser Anteil ist außerdem um die Mengen zu reduzieren, die infolge der Härtefall-Deckelungsregelung – ggf. auch über nachgelagerte Versorgungsunternehmen – nicht an Letztverbraucher abgesetzt werden können. Das Gesetz sollte dazu unter § 11a, Absatz (8) noch deutlicher als im Entwurf klarstellen, dass die an Endverbraucher mit „Härtefallregelung“ gelieferten reduzierten EEG-Strommengen bei den von den Übertragungsnetzbetreibern verrechneten „Abschlagsmengen“ Berücksichtigung finden, und zwar bereits unterjährig und bereits bei der Anmeldung der Energiemengen im Bilanzkreis. Andernfalls würde ein unvertretbar hoher rückwirkender Abrechnungsaufwand in der Liefer- und Netzbetreiberkette erforderlich.



Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V.

Herrn Dr.
Ernst Ulrich von Weizsäcker MdB
Deutscher Bundestag

11011 Berlin

VDEW-Geschäftsstelle
Robert-Koch-Platz 4
10115 Berlin
Telefon 030/726147-0
Telefax 030/726147-140
info@vdew.net
www.strom.de

Eckhard Schulz
Telefon 030/726147-205
Telefax 030/726147-130
eckhard_schulz@vdew.net

16. Mai 2003
SC/Rei

**Öffentliche Anhörung zum Entwurf eines 1. Gesetzes zur Änderung
des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG), Drucksache 15/810 am
19. Mai 2003**

Sehr geehrter Herr Dr. von Weizsäcker,

als Anlage übermitteln wir Ihnen zur o. g. Anhörung des Ausschusses für
Umwelt, Naturschutz und Reaktorssicherheit des Deutschen
Bundestages eine Kurzstellungnahme des Verband der
Elektrizitätswirtschaft – VDEW – e. V., Berlin.

Eine ausführliche Stellungnahme mit konkreten Änderungsvorschlägen
zu den einzelnen gesetzlichen Bestimmungen werden wir Ihnen am 19.
Mai nachreichen.

Da wir keine Einladung zu der Anhörung erhalten haben, stellen wir
Ihnen unsere Anmerkungen auf diesem Wege zur Verfügung. Die
VDEW-Mitgliedsunternehmen, insbesondere die Netzbetreiber, sind mit
der Abwicklung des Gesetzes betraut. Wir bitten Sie, darauf hin zu
wirken, dass die gesetzlichen Regelungen so gestaltet werden, dass der
administrative Aufwand für die Unternehmen möglichst gering gehalten
wird.

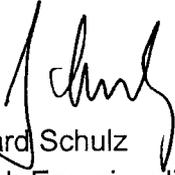
Frankfurt
VDEW-Hauptgeschäftsstelle
Stresemannallee 23
D-60596 Frankfurt
Telefon 0 69/63 04 - 1
Telefax 0 69/63 04 - 289

Bonn
VDEW-Büro
Friedrich-Wilhelm-Straße 1
D-53113 Bonn
Telefon 0228/231031
Telefax 0228/236760

Brüssel
VDEW-Vertretung bei der EU
148, Avenue de Tervuren bte. 17
B-1150 Brüssel
Telefon 0032/2/7719642
Telefax 0032/2/7630817

Wir wären Ihnen sehr zu Dank verbunden, wenn Sie für vergleichbare Gelegenheiten den VDEW und die Elektrizitätswirtschaftlichen Verbände für eine Einladung vormerken würden.

Mit freundlichen Grüßen

i. V. 

Eckhard Schulz
Bereich Energiepolitik, Energiewirtschaft

Anlage

Anmerkungen des Verbandes der Elektrizitätswirtschaft – VDEW – e. V., Berlin, des Verbands der Verbundunternehmen und Regionalen Energieversorger in Deutschland – VRE – e. V., Berlin und des Verbandes der Netzbetreiber – VDN – e. V. beim VDEW zum Entwurf eines Ersten Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (BT-Drs. 15/810) – Executive Summary

Der Verband der Elektrizitätswirtschaft begrüßt die rasche Einführung einer gesetzlichen Bestimmung, wodurch die aus dem EEG resultierenden Belastungen der Strompreise für stromintensive Kunden des Produzierenden Gewerbes gesenkt werden. Die gesetzliche Regelung sollte jedoch so ausgestaltet werden, dass die Zusatzbelastung der verbleibenden Kunden in vertretbarem Rahmen gehalten wird.

Um das politische Ziel einer Entlastung für „Härtefälle“ zu erreichen und mit möglichst geringem administrativen Aufwand die Umsetzbarkeit des Gesetzes zu ermöglichen, sind folgende Änderungen am vorliegenden Entwurf erforderlich:

- Die individuellen Kriterien, die dem BAFA in §11a Absatz 2 einen erheblichen Beurteilungsspielraum lassen, bergen nicht nur die Gefahr anfechtbarer Entscheidungen, sondern bedeuten auch, dass es für die betroffenen Unternehmen keine ausreichende Rechts- und Planungssicherheit gibt. Daher empfiehlt der VDEW den **Verzicht auf alle inhaltlich unbestimmten Kriterien**.
- **Die übrigen in §11a Absatz 2 enthaltenen Kriterien** sollten sachgerecht dem Ziel angepasst werden, eine tatsächliche Entlastung für diejenigen Unternehmen zu erreichen, die in Folge staatlich bedingter Belastungen der Strompreise in ihrer internationalen Wettbewerbsfähigkeit beeinträchtigt sind. Die gegenwärtigen Regelungen erscheinen **nicht ausreichend**, um dieses Ziel zu gewährleisten. Eine Annäherung an das neue KWK-Gesetz, das eine Härtefallregelung für Unternehmen des Produzierenden Gewerbes mit einem Stromkostenanteil > 4 %

am Jahresumsatz enthält, wäre hier auch aus Gründen der vereinfachten Abrechnung sinnvoll, ohne zugleich ausufernde Ausnahmen hervorzurufen.

- Der Entscheidungsspielraum hinsichtlich der festzulegenden Höhe der Belastungen über 100 GWh/a hinaus in §11a Absatz 3 und 4 verhindert ebenfalls eine Planbarkeit. Hier sollte eine feste Belastungsgrenze vorgegeben werden. Dies kann einfach dadurch erfolgen, dass für begünstigte Unternehmen bzgl. Der Stromabnahme > 100 GWh/a ein einheitlicher Prozentanteil festgelegt wird, der mit der bundesweit einheitlichen EEG-Quote belastet wird. Durch eine einfache Formulierung wie z.B. „Zur Begrenzung der anteilig weitergereichten Strommenge werden x vom Hundert des gesamten an das Unternehmen über 100 GWh/a hinaus von dem Elektrizitätsversorgungsunternehmen gelieferten Strom aus dem Netz für die allgemeine Versorgung an einer Abnahmestelle festgesetzt“ könnten die §11a Absätze 4 bis 7 entfallen, da es konkretisierender Regelungen dann nicht bedarf.
- Darüber hinaus führt die fehlende Prognostizierbarkeit der Entscheidung des BAFA hinsichtlich des Zeitpunktes der Entscheidung, der Befreiung als solcher und der Höhe der Befreiung zu erheblichen Problemen im Rahmen des Belastungsausgleiches der Stromversorger. Es sollten folglich für eine Privilegierung eines Letztverbrauchers im jeweiligen Folgejahr folgende **Fristen** eingehalten werden:
 - Antragstellung bis zum 31. Juli eines Jahres auf Basis der Daten des Vorjahres,
 - Entscheidung des BAFA und Meldung an den Verband der Netzbetreiber oder das Versorgungsunternehmen und den betreffenden Übertragungsnetzbetreiber bis zum 31. August des Jahres,
 - Wirksamwerden der Privilegierung für die Jahre 2004 ff. zum 1. Januar des Folgejahres der Antragstellung und für das Jahr 2003 nach Entscheidung des BAFA.



Verband Deutscher Verkehrsunternehmen (VDV) · Kamekestraße 37 – 39 · D-50672 Köln

An die
Damen und Herren Mitglieder und
Stellvertreter des Ausschusses für
Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
Platz der Republik 1

11011 Berlin

Unser Zeichen: BS-Sto
Unsere Nachricht vom:
Ihr Ansprechpartner: Ralf Stollberg
Telefon-Durchwahl: (02 21) 5 79 79 - 112
Fax: (02 21) 51 42 72
E-Mail-Adresse: Stollberg@vdv.de
Datum: 15.05.2003

**Entwurf eines Ersten Gesetzes zur Änderung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (BT-Drs. 15/810 v. 08.04.2003),
13. Sitzung des Ausschusses für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit am
19.05.03**

Sehr geehrte Damen und Herren,

der Verband Deutscher Verkehrsunternehmen (VDV) begrüßt grundsätzlich die umweltpolitische Zielrichtung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG). Durch den vorliegenden Änderungsentwurf (BT-Drs. 15/810) soll eine Härtefallregelung für stromintensive Unternehmen des produzierenden Gewerbes wegen einer erheblichen und nicht nur vorübergehenden Beeinträchtigung der Wettbewerbsfähigkeit eingeführt werden.

Wir möchten darauf aufmerksam machen, dass sich durch die sukzessiv steigenden Umlagen aus dem EEG für den besonders stromintensiven umweltfreundlichen Schienenverkehr sowie für den Verkehr mit Oberleitungsomnibussen erhebliche Mehrkosten ergeben, so dass es auch im Verkehrssektor zu einer Beeinträchtigung der Wettbewerbsbedingungen aufgrund der Nichtbelastung des konkurrierenden Straßen- und Flugverkehrs kommt.

Den Fahrstromverbrauch der im VDV organisierten Schienenverkehrsunternehmen (ohne DB AG) können wir wie folgt beziffern:

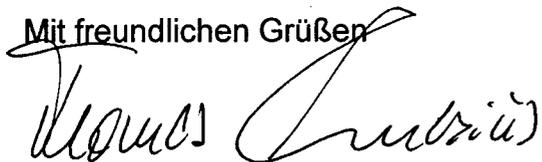
Fahrstromverbrauch der NE-Bahnen:	196.342 MWh
Fahrstromverbrauch von U-/Straßenbahnen:	<u>2.425.347 MWh</u>
Gesamtverbrauch:	<u>2.622.000 MWh</u>

Auf der Basis der in der Antwort der Bundesregierung „Klarheit über die Kosten der Förderung Erneuerbarer Energien“, BT-Drs. 15/860 v. 14.04.03 gemachten Angaben steigen die EEG-Mehrkosten im Jahre 2003 bereits auf etwa **0,43 Cent je Kilowattstunde**. Auf Basis dieses Kostensatzes beläuft sich die Mehrbelastung der VDV-Schienenver-

kehrsunternehmen (einschl. O-Busse) auf jährlich über **11 Mio. Euro**. Hinzu kommen die Belastungen aus der Stromsteuer, die sich trotz Ermäßigung des Steuersatzes für Fahrstrom auf **27 Mio. Euro** pro Jahr summieren. Die umweltfreundlichen stromgebundenen Verkehrsträger werden damit im Jahre 2003 allein beim Fahrstrom - **und ohne Berücksichtigung der Deutschen Bahn AG** - voraussichtlich mit **38 Mio. Euro** belastet. Hinzu kommen die Mehrkosten für die sonstigen Strombezüge der Verkehrsunternehmen (Verkehrsanlagen, Verwaltung etc.).

Um Schaden von dem besonders umweltfreundlichen Schienenverkehr abzuwenden und insbesondere die Wettbewerbsfähigkeit dieser Verkehrsträger nicht weiter zu schwächen, möchten wir daher dringend anregen, Schienenverkehrs- und Schieneninfrastrukturunternehmen sowie den Verkehr mit Oberleitungsomnibussen in die Härtfallregelung einzubeziehen.

Mit freundlichen Grüßen



Dr. jur. Thomas Muthesius
Geschäftsführer Personenverkehr