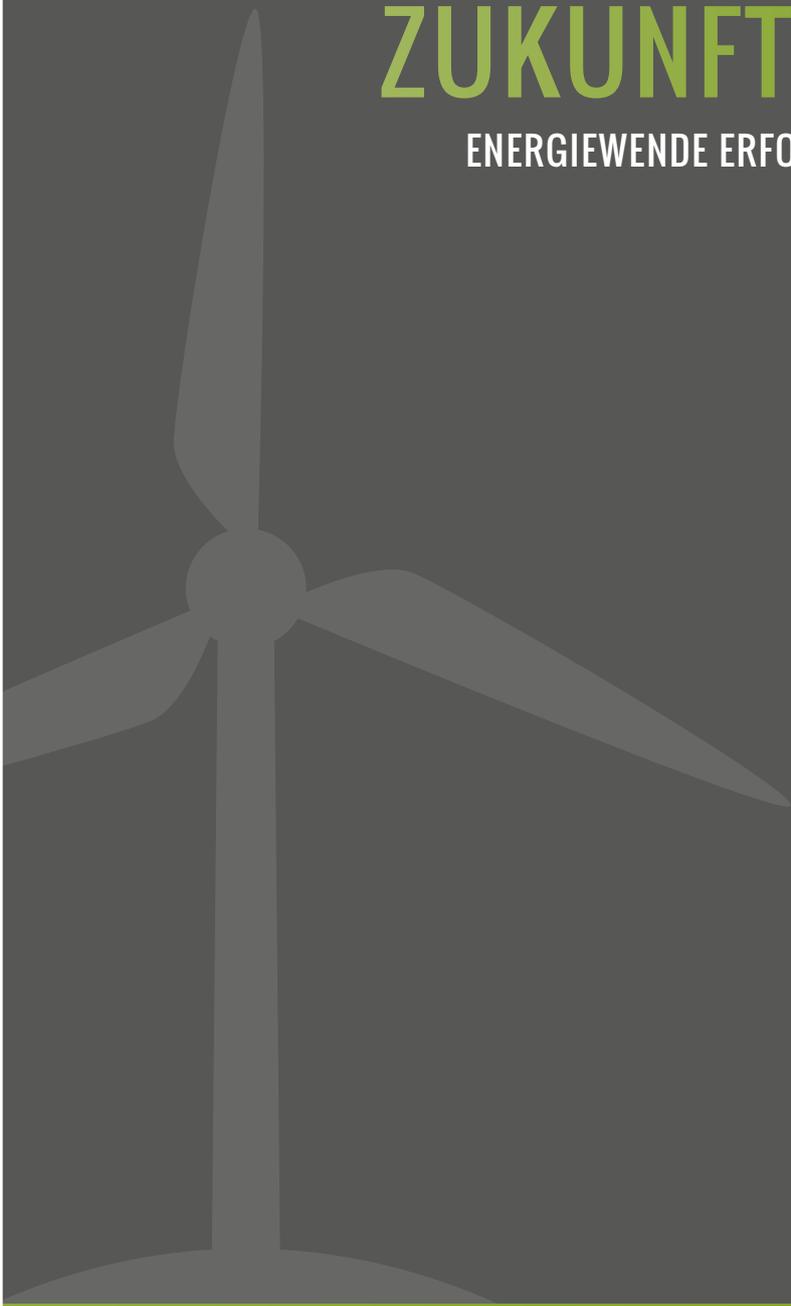


TOBi

ZUKUNFT SICHERN

ENERGIEWENDE ERFOLGREICH GESTALTEN!



Ein praxisnaher Vorschlag des Stadtwerkeverbundes TOBi

IMPRESSUM

Herausgeber

TOBI Management GmbH
Kaiser-Wilhelm-Str. 1, 46395 Bocholt
www.tobi-energie.de

Geschäftsführer

Michael Bosse-Arbogast
Telefon 05121 508-0
E-Mail michael.bosse-arbogast@evi-hildesheim.de

Susanne Treptow
Telefon 05151 788-208
E-Mail treptow@gws.de

Werner Vogel
Telefon 02871 46171
E-Mail w.vogel@tobi-energie.de

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEG-Anlage	Anlage zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen, die nach dem EEG gefördert werden
EEG-Umlage	Umlage zur Verteilung der Kosten, die aus der Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen entstehen
EEG-Vergütung	Vergütung des Stroms aus erneuerbaren Quellen
EE-Anlagen	Anlage zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen
GuD-Anlagen	Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
PV	Photovoltaik
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
TWh	Terawattstunde
vNNE	Vermiedene Netznutzungsentgelte
kWh	Kilowattstunde
KWK-G	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
MwSt.	Mehrwertsteuer
§19-Umlage	Umlage nach §19 Abs. 2 StromNEV
StrEG/EEG	Stromeinspeisungsgesetz / Erneuerbare-Energien-Gesetz

ZUKUNFT SICHERN ENERGIEWENDE ERFOLGREICH GESTALTEN!

Die Stadtwerkegruppe TOBI ist ein Zusammenschluss von 15 eigenständig agierenden kommunalen Energie- und Wasserversorgern, die auf dem Gebiet der Stromerzeugung zusammenarbeiten. Zur TOBI gehören die Stadtwerke Bad Honnef, Bad Pyrmont, Bad Salzuflen, Böhmatal (Walsrode), Detmold, Hameln, Iserlohn, Lübben, Menden, Peine, Steinlagen, Wunstorf sowie die Bocholter Energie- und Wasserversorgung, die Wirtschaftsbetriebe Neustadt am Rübenberge und die EVI Energieversorgung Hildesheim.

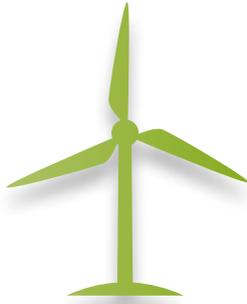
Die TOBI-Stadtwerkegruppe erzielte mit ihren 1.670 Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern 2012 bei einer Bilanzsumme von knapp 1 Mrd. EUR einen Umsatz von 930 Mio. EUR. Als kommunale Energieversorger sind die TOBI-Gruppe und ihre beteiligten Stadtwerke den Interessen der insgesamt 812.000 Einwohner ihrer Geschäftsgebiete sowie der heimischen Wirtschaft verpflichtet. Daraus leitet sich ein Zieldreiklang für unsere Geschäftspolitik ab: Wir stehen für eine versorgungssichere, umweltverträgliche und preisgünstige Energieversorgung.

Anfang 2000 sagten Experten für Deutschland eine Kapazitätslücke in der Stromversorgung für das Jahr 2015 voraus. Außerdem drohten Oligopole, dem Erzeugungsmarkt mehr und mehr Fesseln anzulegen. Das ermutigte bundesweit Stadtwerke, in die Stromerzeugung mit eigenen Anlagen einzusteigen – die Geburtsstunde der TOBI-Stadtwerkegruppe und ähnlicher Zusammenschlüsse. Die TOBI hat sich seither zu einem der bedeutendsten und größten kommunalen Energieakteure in Norddeutschland entwickelt.

Das erklärte Ziel der Gruppe ist es, einen Energiemix aus regenerativen und konventionellen Erzeugungskapazitäten aufzubauen. Nicht zuletzt um die Klimaschutzziele zu erreichen, investierte die TOBI rund 60 Mio. EUR in Onshore-Windenergieanlagen und 65 Mio. EUR in den Neubau eines modernen hocheffizienten Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerks. Die TOBI-Stadtwerke selbst übernehmen in ihren eigenen jeweiligen Geschäftsgebieten zusätzlich Verantwortung für den Klimaschutz. Hier investierten sie in den Bau von Biogasanlagen, Photovoltaikanlagen, Wasserkraftanlagen, in ein Holzheizkraftwerk sowie in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen.

Wir sind davon überzeugt, dass die Zukunft des deutschen Energiesystems nicht in einer Versorgungslandschaft mit Großkraftwerken und vier dominierenden Energiekonzernen zu suchen ist. Der richtige Weg führt vielmehr über eine dezentrale regenerative Energieerzeugung mit Millionen von Erzeugern. Dieser Strukturwandel ist für die gesamte Branche eine der größten Herausforderungen in ihrer Geschichte.

Auf dem Weg in ein neues Energiezeitalter ist Verlässlichkeit eine entscheidende Größe. Investitionen in EEG-Anlagen, Kraftwerke und Netze amortisieren sich erst nach 20 und mehr Jahren. Unter solchen Umständen müssen Investoren auf zugesagte Rahmenbedingungen vertrauen können. Politische Weichen, die heute gestellt werden, werden noch Strompreise beeinflussen, die die Verbraucher im Jahr 2030 zu zahlen haben. Gleichzeitig sind jedoch auch die Rahmenbedingungen laufend zu überprüfen und an aktuelle Entwicklungen anzupassen.



Verlässlichkeit einerseits und Anpassungsbereitschaft andererseits sind für die TOBI-Gruppe kein Widerspruch. Konkret: Wir setzen uns dafür ein, die Förderung von EEG-Anlagen verlässlich fortzusetzen, um Wettbewerbsnachteile auszugleichen. Gleichzeitig ist jedoch eine fortdauernde Anpassung an sich verändernde Rahmenbedingungen notwendig. Dabei müssen die Folgekosten der dezentralen Energieversorgung, beispielsweise für Netzanbindungen und Netzausbau sowie für Reservekraftwerke, Berücksichtigung finden. Die Weichen in der Energiepolitik sollten so gestellt werden, dass Versorgungssicherheit, günstige Preise und die Senkung des CO₂-Ausstoßes gleichermaßen erreicht werden.

Die TOBI-Stadtwerkegruppe will einen fundierten Weg in ein neues Energie-Jahrzehnt mit einem ganzheitlichen ökologischen, wirtschaftspolitischen und volkswirtschaftlichen Lösungsansatz aufzeigen – ohne dabei auf Einzelinteressen zu schießen. Dazu haben die TOBI-Gruppe und die beteiligten Stadtwerke Vor- und Nachteile verschiedener Modelle und Alternativen anderer Verbände und Interessengruppen sorgsam abgewogen. Die nachfolgenden zehn Thesen zeigen, wie ein erfolgreicher Weg in das neue Energie-Jahrzehnt zu beschreiten ist. 

Eine zentrale Mengensteuerung, eingebunden in ein weiterentwickeltes EEG, ist unverzichtbar für den notwendigen und politisch gewünschten Ausbau der erneuerbaren Energien!

01

Ein Auktionsmodell und eine verpflichtende Direktvermarktung für Neuanlagen sind am besten geeignet, den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien zu koordinieren, zu refinanzieren und die Systemintegration voranzutreiben!

02

Das EEG darf für Bestandsanlagen nicht angepasst werden, weil Vertrauensschutz unverzichtbar ist!

03

Nur höhere Preise im Emissionshandel führen tatsächlich zu dessen klimapolitisch erwünschter Lenkungswirkung!

04

Um Versorgungssicherheit zu gewährleisten, muss die Bereitstellung stets sicherer Kraftwerksleistung verlässlich honoriert werden!

05

Ein dezentraler, nachfrageorientierter Kapazitätsmarkt, bei dem die Verbraucher das erforderliche Maß an Versorgungssicherheit festlegen, ist der fairste Mechanismus!

06

Investitionshemmnisse bei Verteilnetzen und der Zeitverzug bei der Refinanzierung von Investitionen müssen dringend beseitigt werden!

07

Eigenerzeuger müssen verursachergerecht und solidarisch an den Kosten der erforderlichen Infrastruktur beteiligt werden!

08

Nur Erzeuger, die planbar und steuerbar Energie einspeisen – beispielsweise über KWK, Biomasse oder Wasserkraft – dürfen von vermiedenen Netznutzungsentgelten profitieren!

09

Die Befreiung von Netznutzungsentgelten gemäß § 19 Ziffer 2 StromNEV kommt nur für Großverbraucher oder energieintensive Letztverbraucher infrage, die im internationalen Wettbewerb stehen!

10

Eine zentrale Mengensteuerung, eingebunden in ein weiterentwickeltes EEG, ist unverzichtbar für den notwendigen und politisch gewünschten Ausbau der erneuerbaren Energien!

Erneuerbare Energien müssen auch weiter ausgebaut werden, damit das gesellschaftspolitische Ziel einer regenerativen Energiewirtschaft nicht bloße Utopie bleibt!

AKTUELL

Der Ausbau der erneuerbaren Energien erfolgt ungesteuert ausschließlich über preisliche Anreize.

Deutschland hat sich gesellschaftspolitisch entschieden, den Weg hin zu einer regenerativen Energieerzeugung einzuschlagen. Das derzeitige EEG hat den Ausbau der erneuerbaren Energien sehr erfolgreich vorangetrieben. Als das Gesetz in seiner ersten Fassung im Jahre 2000 in Kraft trat, war der Anteil der erneuerbaren Erzeugung noch sehr gering. Es folgte ein dynamischer Anstieg der Produktion. Inzwischen machen erneuerbare Energien über ein Viertel der gesamten Stromerzeugung in Deutschland aus.

Das derzeitige Vergütungssystem sieht eine fixe Einspeisevergütung für die erzeugte elektrische Arbeit vor. Dabei bekommt der Betreiber für jede erzeugte Kilowattstunde (kWh) eine Vergütung. Erneuerbare Energien haben Einspeisevorrang. Konventionell erzeugter Strom wird nachrangig ins Netz aufgenommen. Den Einsatz erneuerbarer Energien bestimmt somit nicht der Markt. Vielmehr können Anlagenbetreiber durch eine Ausweitung der Produktion, ohne das Korrektiv sinkender Preise in den Folgejahren, ihre Erträge maximieren. Mehr noch: Bei Netzengpässen wird die nicht erzeugte Arbeit ebenfalls vergütet.

Der bestehende Mechanismus wird über den Preis, konkret über die vorab festgelegte Einspeisevergütung gesteuert. Potenzielle Investoren können sich auf dieser Basis entscheiden zu investieren oder nicht zu investieren. Dafür reicht es aus, das Verhältnis von Investitionskosten zur Einspeisevergütung zu betrachten, deren Stabilität der Gesetzgeber dann für die Folgejahre garantiert. Sowohl die Investitionskosten vornehmlich für Solarmodule als auch die Vergütungssätze sind in den vergangenen Jahren gesunken. Durch unterschiedlich starke Kostendegression ergeben sich Schwankungen in der Rendite. Ein starker Rückgang der Kosten im Vergleich zur fixen Einspeisevergütung führt zu einer erhöhten Rendite und damit zu einem verstärkten Bau von Erzeugungsanlagen.

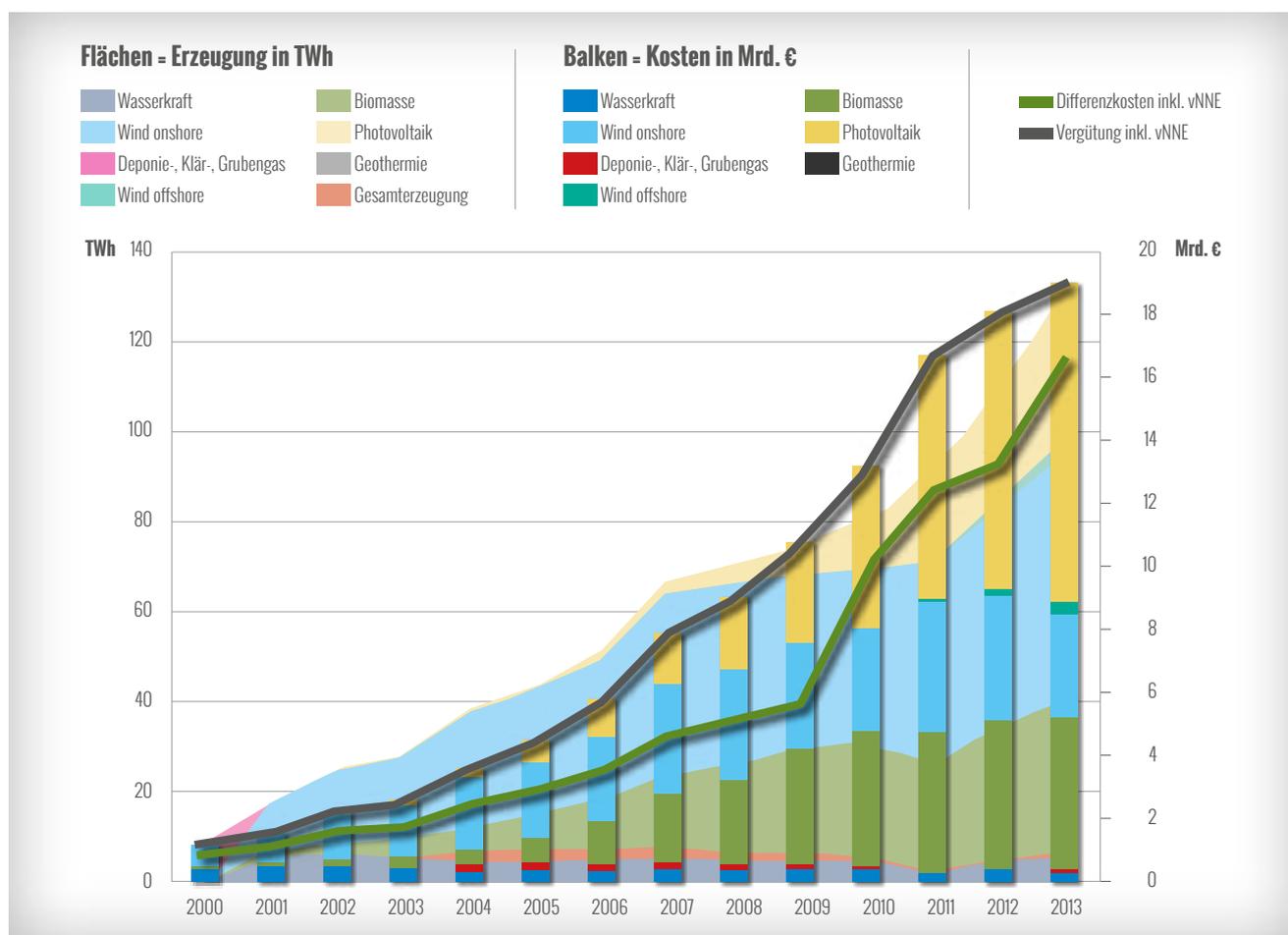
Diese Art des Anreizes erklärt den stark ungesteuerten, schwankenden Ausbau der erneuerbaren Energien in den vergangenen Jahren. 2010, 2011 und 2012 wurden jeweils über 7 Gigawatt (GW) neue Erzeugungskapazitäten aus Photovoltaik (PV) installiert. Dies lässt den Schluss zu, dass die Modulpreise deutlich schneller sanken als die Einspeisevergütungen.

Die vergleichsweise hohen, dauerhaft gesicherten Renditen schufen hohe Anreize zum Ausbau der PV-Kapazitäten.

Der Betrag der EEG-Umlage ist in den vergangenen Jahren deutlich gestiegen. Dies ist zum einen auf den schnellen Ausbau von PV zurückzuführen, der die vergütungsrelevante Energiemenge ansteigen ließ. Gleichzeitig sanken die Großhandelspreise und damit der Erlös aus der Vermarktung der Erneuerbaren. Die Konsequenz: Die sinkenden Großhandelspreise werden durch einen höheren Anteil aus der EEG-Umlage ausgeglichen, um für die Anlagenbetreiber die zugesagten Erlöse realisieren zu können. Beide Effekte korrelieren miteinander, da der Ausbau der erneuerbaren Energien durch deren niedrige Grenzkosten zu sinkenden Großhandelspreisen führt.

Ein mengensteuernder Mechanismus verhindert hingegen, dass zu viel oder auch zu wenig Strom aus erneuerbaren Quellen eingespeist wird. Dadurch wird auch die Finanzierung der Überproduktion vermieden. Dem Staat kommt die Aufgabe zu, die zuzubauende Menge an erneuerbarer Erzeugung festzulegen. Auf diese Weise kann der politisch gewollte Ausbaupfad exakt umgesetzt werden. Die für die Refinanzierung der Investitions- und Betriebskosten erforderliche Förderung könnte dann im Wettbewerb zwischen den verschiedenen Investoren und Betreibern ermittelt werden.

Erzeugung und Kosten erneuerbarer Energien in Deutschland¹



¹Quelle: BDEW: Energie-Info Erneuerbare Energien und das EEG, Januar 2013

Ein Auktionsmodell und eine verpflichtende Direktvermarktung für Neuanlagen sind am besten geeignet, den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien zu koordinieren, zu refinanzieren und die Systemintegration voranzutreiben!

AKTUELL

Im EEG wird im Rahmen der Einspeisevergütung jede erzeugte Kilowattstunde mit einem vorher definierten Betrag honoriert.

Bisher haben Investoren in erneuerbare Energien, deren Anlagen über das EEG gefördert werden, eine relativ sichere Renditeerwartung. Sie tragen lediglich das Risiko schwankender Erzeugungsmengen über den gesamten Vergütungszeitraum.

Im Gegensatz dazu steht der übrige Erzeugungsmarkt im Wettbewerb; die Investoren in thermische Kapazitäten und Speicher tragen das komplette Investitionsrisiko. Um zukünftig den Bau möglichst kostengünstiger Anlagen zu erreichen, muss ein neues EEG auch bei erneuerbaren Energien wettbewerbliche Elemente in die Investitionsentscheidungen einbringen.

Ein erster Schritt: Zukünftige Neuanlagen werden ebenso direkt vermarktet wie konventionelle Kraftwerke und Speicher auch. Dann führen die Preissignale an den Strommärkten zu einem effizienten Einsatz aller Kraftwerke. Da erneuerbare Energien zu Grenzkosten nahe null produzieren können – Sonne und Wind stehen quasi kostenlos zur Verfügung – werden sie automatisch vorrangig eingesetzt. Damit ist ein expliziter Einspeisevorrang nicht mehr erforderlich. Nur in Situationen mit einem hohen Überangebot aus Sonne und Wind kann es in einzelnen Stunden des Jahres zu einer Reduzierung der Einspeisung kommen. Dies ist volkswirtschaftlich sinnvoll, da ansonsten durch das Überangebot stark negative Preise an den Strombörsen entstehen. Die Folge: Der erneuerbare Strom wird gegen einen hohen Aufpreis ins Ausland exportiert. Diese Belastungen der EEG-Umlage würde durch eine obligatorische Direktvermarktung für Neuanlagen vermieden.

Die aus der Vermarktung an der Strombörse erzielbaren Erlöse würden aber nicht ausreichen, um die Vollkosten dieser Anlagen zu decken. Grund hierfür ist die derzeitige massive Fehlsteuerung der Energiemärkte, die einen wirtschaftlichen Betrieb selbst konventioneller Gaskraftwerke nicht zulässt. Um die Ausbauziele zu erreichen, ist es somit erforderlich, ergänzend eine Refinanzierung für die EEG-Anlagen sicherzustellen. Diese Förderung sollte als fixe jährliche Vergütung ausgestaltet sein, damit das Gebotsverhalten an den Strommärkten nicht verfälscht wird. Sie ist an die Verfügbarkeit der Anlagen zu koppeln, damit ein hoher Anreiz für eine zuverlässige Einspeisung erreicht wird.



Eine technologische und regionale Differenzierung der Förderung ist aus folgenden Gründen sinnvoll: Es sollte nicht ausschließlich die günstigste Technologie gefördert werden. Fortschritte in der Entwicklung sind auch bei anderen Technologien denkbar. Wann und bei welcher Technologie sie erreicht werden, lässt sich jedoch nicht vorhersehen. Von diesen möglichen Fortschritten darf sich die Energiewirtschaft nicht abkoppeln. Zum anderen kann eine technologische Monokultur dem Entwicklungsstandort Deutschland wirtschaftliche Nachteile beschern. Ein weiteres Argument für eine Differenzierung der Förderung: Die verschiedenen Technologien mit ihren unterschiedlichen Produktionsbedingungen gleichen sich auch ein Stück weit gegenseitig in ihrer Einspeisecharakteristik aus und unterstützen damit eine gleichbleibend stabile Versorgung. Die regionale Differenzierung ermöglicht, den Zubau der Erneuerbaren an den Ausbau der Übertragungs- und Verteilungsnetze anzupassen.

Ein Refinanzierungsmechanismus, der den oben beschriebenen Anforderungen gerecht wird, ist die Auktion. Dabei werden von einer zentralen Instanz jährliche, nach Technologien differenzierte Zubau-Mengen erneuerbarer Energieanlagen vorgegeben. So lassen sich die von der Politik gesetzten Ziele erfüllen. In einem Bieterwettbewerb können dann Investoren das Recht auf eine Refinanzierungsmöglichkeit zusätzlich zur obligatorischen Direktvermarktung erhalten. Dies wäre ein Entgelt, das auf Basis der installierten Anlage und ihrer Verfügbarkeit jährlich für einen definierten Zeitraum von zum Beispiel 20 Jahren gezahlt würde.

Der Investor müsste somit vor der Auktion seine gesamten Kosten für Kapital und Betrieb den zu erwartenden Erlösen durch die Direktvermarktung und weiterer Marktstufen gegenüberstellen. Der Restbetrag zuzüglich eines Risikoaufschlags und einer Rendite wäre sein Gebotspreis in einem Auktionsverfahren. Dies wäre in einem Markt mit ausreichendem Wettbewerb der minimale Preis, für den ein Investor zu investieren bereit wäre. In der Auktion würden dann in jeder Technologieklasse die günstigsten Technologien zum Zuge kommen, bis die gewünschte Menge an Kapazität erreicht ist. Um das Risiko einer punktuell ungünstigen Marktsituation für Ausschreibungsinstanz und Investor zu verringern, sollte die jährliche Zubau-Menge auf mehrere Auktionen pro Jahr aufgeteilt werden. Bei besonderem regionalem Bedarf können auch regionale Auktionen vorgenommen werden. Diese setzen allerdings einen länderübergreifenden Abstimmungsprozess voraus.

Die Investoren, die den Zuschlag erhalten haben, verpflichten sich, in einem angemessenen Zeitraum ihre Anlage betriebsbereit zu erstellen. Dieser Zeitraum ist je nach Technologieklasse unterschiedlich zu definieren, da die jeweilige Errichtungsdauer auch aufgrund der Genehmigungszeiten stark variiert. In allen Fällen müssen die Investoren jedoch ihre Projekte bis zu einem vordefinierten Projektstand vorentwickeln, bevor sie an der Auktion teilnehmen können.

Ein weiterer Unterschied gegenüber dem derzeitigen EEG besteht darin, dass Investoren eine klare Vorstellung über ihre Rückflüsse aus der Direktvermarktung haben müssen. Dies stellt eine Unsicherheit dar und wird zu Risikoaufschlägen führen. Diese Risikoaufschläge stehen den Ersparnissen aus der Abschöpfung von Überrenditen gegenüber. Welcher dieser beiden Effekte in der Realität überwiegen wird, ist offen. Eine weitere Ausgestaltungsmöglichkeit soll darin beste-

hen, für den direkt vermarkteten Strom einen Maximalpreis zu definieren. Steigt der Börsenstrompreis darüber weiter an, wird die Differenz abgeschöpft. Umgekehrt wird ein Mindestpreis garantiert. Wird dieser unterschritten, erfolgt ein entsprechender Ausgleich. Auf diese Weise würde ein Korridor vorgegeben und das Risiko für den Investor begrenzt.

Ein Auktionsmechanismus führt zu einem besser prognostizierbaren Ausbau der erneuerbaren Energien, da er direkten Einfluss auf die Zubau-Mengen nimmt. Darüber hinaus ist es möglich, die technologische Vielfalt und räumliche Verteilung zu steuern. Der Anreiz zur Gewinnmaximierung aus der Vermarktung fördert zudem ein systemkonformes Verhalten der Betreiber. Somit ist das Auktionsmodell ein weiterer Schritt in eine Systemintegration der erneuerbaren Energien und deren wettbewerbliche Refinanzierung.

Einschränkend kann es für kleine Anlagen sinnvoll sein, eine De-minimis-Regelung einzuführen. Die Betreiber solcher Anlagen können sich wegen der geringen Erzeugungskapazitäten nicht einzeln einer Auktion stellen. 

TOBI-THESE

03

Das EEG für Bestandsanlagen darf nicht angepasst werden, weil Vertrauensschutz unverzichtbar ist!

AKTUELL

Es besteht Bestandsschutz für Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie.

Das EEG hat Investoren bisher eine verlässliche und auskömmliche Refinanzierung und damit starke Anreize zur Investition geboten. Dadurch ist auch eine große Akteursvielfalt entstanden. Die Übererfüllung der Ziele ist allerdings eine Fehlentwicklung, die zu einem hohen Anstieg der EEG-Umlage geführt hat. Deshalb muss gegengesteuert werden. Das darf jedoch nicht für Bestandsanlagen geschehen, weil nur mit einem solchen Vertrauensschutz auch zukünftig Investoren aktiv werden.

Die Versorgungssicherheit darf von dem Prozess der Energiewende nicht beeinflusst werden, sondern muss zur Sicherung des Wirtschaftsstandorts Deutschland jederzeit gegeben sein. 

Nur höhere Preise im Emissionshandel führen tatsächlich zu dessen klimapolitisch erwünschter Lenkungswirkung!

AKTUELL

Das Preisniveau für CO₂-Emissionszertifikate ist sehr niedrig.

Das derzeitige Preisniveau der CO₂-Zertifikate reicht nicht aus, um den klimapolitisch gewünschten Steuerungseffekt zu erreichen. Die schwache Konjunktur in Europa führt dazu, dass weniger CO₂-Emissionszertifikate benötigt werden als ursprünglich angenommen. Die Folge sind niedrige Zertifikatpreise und damit wenig Anreiz, Emissionen zu vermeiden. Seine lenkende Wirkung kann der Emissionshandel nur durch höhere Preise erzielen.

In Deutschland sind die CO₂-Emissionen von 2011 auf 2012 sogar gestiegen – und das bei gesunkenem Bruttostromverbrauch. Grund ist ein höherer Anteil an Stein- und Braunkohle am Energiemix. Das war auch deshalb möglich, weil Verschmutzungsrechte zu preiswert erhältlich waren. Die Zertifikate bieten auch in Deutschland keinen ausreichenden Anreiz, CO₂-Emissionen zurückzufahren.

Daher sollten die EU-weiten Ziele an die derzeitigen Rahmenbedingungen angepasst werden. Möglichkeiten sind dazu das sogenannte ‚backloading‘ – das Verschieben von Zertifikaten in die Handelsperiode ab 2019 – oder ein ‚pricelloor‘, also eine Preisuntergrenze für Zertifikate. Backloading bedarf einer europäischen Abstimmung, wohingegen nationale Mindestpreise für CO₂ schon in Großbritannien eingeführt worden sind. Sie liegen seit dem 01.04.2013 bei 16 £ pro Tonne CO₂.



Um Versorgungssicherheit zu gewährleisten, muss die Bereitstellung stets sicherer Kraftwerksleistung verlässlich honoriert werden!

AKTUELL

Versorgungssicherheit besteht nur aus historischen Gründen und wird derzeit auf dem Markt nicht ausreichend vergütet.

Versorgungssicherheit hat am bisherigen Strommarkt keinen Preis. Das System ist nur deshalb versorgungssicher, weil aktuell noch hohe installierte Kapazitäten verfügbar sind, die bereits in der Monopolzeit refinanziert wurden. Dies ist aber kein nachhaltiges Modell für die Zukunft. Die aktuelle Entwicklung zeigt einen Anstieg bei Kraftwerksstilllegungen. Dies umfasst zunehmend auch neue Kraftwerkskapazitäten, die erst nach der Liberalisierung gebaut worden sind. Die Versorgungssicherheit kann aber nicht zu jedem Zeitpunkt auf Basis erneuerbarer Energien sichergestellt werden. Weil deren Erzeugung mit der Windstärke oder der Sonneneinstrahlung schwankt, sind weiterhin konventionelle Kraftwerke als Backup nötig.

Der Ausbau von erneuerbaren Energien führt tendenziell zu sinkenden Erlösen für thermische Kraftwerke, weil diese immer kurzzeitiger benötigt werden und somit immer geringere Deckungsbeiträge erwirtschaften. Zusätzlich führen die geringen Grenzkosten der erneuerbaren Erzeugung zu einem Absinken des gesamten Marktpreisniveaus und der Erlöse. Diese Situation ist besonders heikel für Kraftwerke, die sich tendenziell rechts in der Merit-Order, der Einsatzreihenfolge der Kraftwerke, befinden. Dabei handelt es sich in erster Linie jedoch um flexible Gaskraftwerke, Gasturbinen sowie Gas-und-Dampf-Kombikraftwerke (GuD). Diese sind aus ökologischen Gesichtspunkten Kohlekraftwerken und ähnlichen konventionellen Anlagen vorzuziehen. Auch eine zukünftige Direktvermarktung der EE-Anlagen ändert diesen Sachverhalt nicht, weil die Erneuerbaren wegen ihrer geringen Grenzkosten weiterhin links in der Merit-Order stehen und damit vorrangig eingesetzt werden.

Steuerbare EE-Anlagen, die beispielsweise mit Biomasse arbeiten, sowie hochflexible konventionelle Kraftwerke können an den bisherigen Strommärkten aus den genannten Gründen ihre Kapitalkosten und teilweise auch ihre fixen Betriebskosten nicht mehr erwirtschaften. Dennoch werden sie aus Gründen der Versorgungssicherheit benötigt. Für diese Kraftwerke sollten deshalb Ausgleichsregelungen festgelegt werden, die deren Wertbeitrag zur Versorgungssicherheit honorieren und Wettbewerbsfähigkeit erst ermöglichen. Dafür sollte eine gesonderte Marktstufe geschaffen werden, die dem Wert der Versorgungssicherheit Rechnung trägt. 

Ein dezentraler, nachfrageorientierter Kapazitätsmarkt, bei dem die Verbraucher das erforderliche Maß an Versorgungssicherheit festlegen, ist der fairste Mechanismus!

AKTUELL

Es gibt keine Erlösponente für die Gewährleistung von Versorgungssicherheit.

Die Wirtschaftlichkeit thermischer Anlagen ist aufgrund der geringen Auslastung und des niedrigen Marktpreisniveaus extrem angespannt. Deshalb werden alte thermische Kraftwerke vermehrt vom Netz genommen. Auch neuere Kraftwerke werden als sogenannte Kaltreserve eingemottet. Dadurch sinkt der Anteil an steuerbaren Kraftwerken mit gesicherter Leistung. Das bedroht die Versorgungssicherheit. Abhilfe verspricht hier nur ein eigener neuer Kapazitätsmarkt.

Beim Aufbau eines Kapazitätsmarktes sollten alle Kraftwerke, die gesicherte Leistung anbieten können, berücksichtigt werden. Lösungen, die nur einen Teil des Kraftwerksparks einschließen, wären Übergangslösungen von kurzer Dauer. Es wäre deshalb falsch, nur neu gebaute Anlagen einzubeziehen. Vielmehr muss sichergestellt werden, dass hochmoderne Bestandsanlagen, deren Bauentscheidung in den 2000er Jahren getroffen wurde und deren Finanzierung noch läuft, durch unzureichende Weichenstellungen nicht unweigerlich zu „stranded investments“ werden.

Um das erforderliche Niveau an Versorgungssicherheit zu finden, ist es am effizientesten, dies nicht extern vorzugeben. Vielmehr sollten die Nachfrager darüber dezentral und marktwirtschaftlich entscheiden. Dazu bieten die Letztversorger ihren Kunden Vollversorgungs- und unterbrechbare Verträge an. Aus dem vollversorgten Teil der Verträge ergibt sich der Bedarf an gesicherter Leistung. Diesen Bedarf sichern die Letztversorger über Leistungszertifikate ab, die sie bei einer zentralen Instanz erwerben. Diese Leistungszertifikate räumen den Letztversorgern und ihren Kunden das Recht ein, zu jeder Zeit Energie zu beziehen – also auch, wenn Wind und Sonne nur wenig Strom liefern. Kunden, die sich für einen unterbrechbaren Vertrag entschieden haben, werden mit einem elektronischen Smart Meter als Stromzähler ausgestattet, der bei knapper Energiezufuhr auf die bestellte gesicherte Leistung reduziert. Auf diese Weise wird jedem die individuell gewünschte Versorgungssicherheit ermöglicht. Damit entsteht die Nachfrage nach gesicherter Leistung im Wettbewerb und muss nicht administrativ festgelegt werden. Regulatorische Fehleinschätzungen lassen sich damit vermeiden.

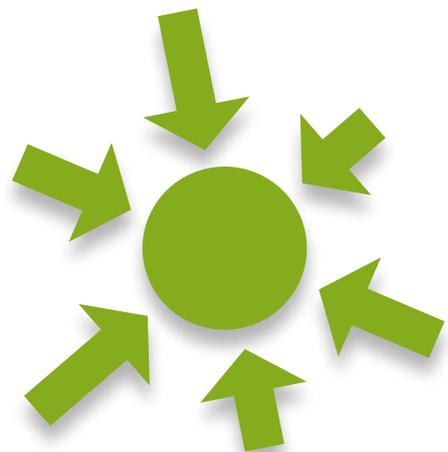
Entsprechend der Nachfrage schreibt die zentrale Instanz die erforderliche gesicherte Leistung aus. Falls die Nachfrage aus Sicht der zentralen Instanz einen un-

zureichenden zeitlichen Vorlauf hat, um Investitionen in neue Kraftwerke anzureizen, kann die Ausschreibung auch über den Nachfragezeitraum hinaus ausgedehnt werden.

In der Auktion stehen sich dann die unterschiedlichen Betreiber und Investoren in einem Bieterwettbewerb gegenüber. Sie bieten für die gesicherte Leistung im ausgeschriebenen Jahr. Die ausgezahlte Prämie ist damit unabhängig von der tatsächlich erzeugten Arbeit und dient ausschließlich als Vergütung für die vorgehaltene Kapazität im jeweiligen Jahr. Neubaukraftwerke nehmen wie alle anderen an der Auktion für das Jahr der Inbetriebnahme teil. Aber sie erhalten die Prämie für einen technologieabhängigen längeren Zeitraum, beispielsweise 20 Jahre für GuD-Anlagen. Damit wird ein wirksamer Investitionsanreiz geschaffen. Als Nachfrager ist gegebenenfalls ein Market-Maker zu installieren, der über diesen langen Zeitraum die Zertifikate im Voraus kauft. Wenn die Neubaukraftwerke im ersten Schritt nicht die gesamte Leistung vermarktet haben – was zur Risikostreuung sinnvoll sein kann – können sie mit der verbleibenden Leistung für die Jahre nach der Inbetriebnahme als Bestandskraftwerke an den Auktionen teilnehmen.

Die Kraftwerksbetreiber wägen ihr Gebot so ab, dass sie ihre Investitions- und fixen Betriebskosten den Erlösen aus der Vermarktung gegenüberstellen. Ihr Fehlbetrag ist die Höhe des Gebotes. Von den Auktionsteilnehmern müssen Mindestanforderungen an die Verfügbarkeit, Effizienz und Umweltfreundlichkeit eingehalten werden. Insbesondere müssen diese nachweisen, dass die Kapazität in Zeiten der Knappheit verfügbar war und zur Stromerzeugung eingesetzt wurde. Da das Energieangebot starken Schwankungen unterliegt, ist ein hohes Maß an Flexibilität bei der gesicherten Leistung notwendig, um die Nachfrage jederzeit befriedigen zu können. Daher müssen Mindeststandards zur Mindestteillast, Laständerungsgeschwindigkeit und anderen Größen definiert werden.

Trotz der derzeitigen Situation von Überkapazitäten ist es gerechtfertigt, schon jetzt über einen Kapazitätsmechanismus zu diskutieren. Für dessen Umsetzung müssen die Entscheidungsträger mehrere Jahre einplanen, auch um im Zweifel noch ausreichend Zeit für den Bau neuer Kapazitäten zu haben. 



TOBI-THESE

07

Investitionshemmnisse bei Verteilnetzen und der Zeitverzug bei der Refinanzierung von Investitionen müssen dringend beseitigt werden!

Ohne einen weiteren Netzausbau wird das Energiesystem in Zukunft nicht zu bewältigen sein.

AKTUELL

Es bestehen keine Anreize für Investitionen in Verteilnetze.

Die Integration von erneuerbaren Energien führt zu erhöhten Investitionsanforderungen an die Netzbetreiber. Dabei handelt es sich oftmals um Sprunginvestitionen mit deutlich überdurchschnittlichem Finanzvolumen. Zusätzliche Investitionen in Steuerungs-, Leit- und Schutztechnik sowie Messtechnik und Infrastruktur für Telekommunikation sind ebenfalls erforderlich. Die Verteilnetze müssen daher zum Gelingen der Energiewende und zur Integration von EEG-Anlagen in weiten Teilen umgebaut werden. Die bisherige Regulierung schafft hierzu nicht die erforderlichen Investitionsanreize. Es gilt, Investitionshemmnisse rasch zu beseitigen und die Refinanzierung von Investitionen zu beschleunigen. TOBI unterstützt daher den Vorschlag des Landes Bayern, Anreize für Investitionen in die Verteilnetze zeitnah zu schaffen. 

TOBI-THESE

08

Eigenerzeuger müssen verursachergerecht und solidarisch an den Kosten der erforderlichen Infrastruktur beteiligt werden!

AKTUELL

Die Umlagenbasis schmilzt, weil die Eigenerzeugung im Stromnetz wächst.

Die aktuellen Regelungen des EEG fördern mit der Eigenstromerzeugung gleichzeitig die „Entsolidarisierung“ am Strommarkt. Konkret: Vermiedene Netzentgelte und vermiedene staatliche

Abgaben sowie die EEG-Vergütung lassen die Kostenumlage für die verbliebenen Netznutzer ohne Eigenerzeugung geradezu explodieren. Dieser Effekt verstärkt sich zukünftig bei steigenden Strompreisen. Weitere negative Auswirkungen der Eigenstromerzeugung auf die Netzentgelte sind kaum noch zu verkraften. Deshalb müssen wir zu einer gerechten Kostenverteilung nach dem Verursacherprinzip kommen. Eine Lösung verspricht der Leistungspreis in Form von höheren Grundpreisen oder gestuften Grundpreisen, der neben den üblichen Arbeitspreis tritt. Basis des Leistungspreises ist die Anschlussleistung. Ziel sollte hier sein, die Verzerrung der Netzkosten durch eine Optimierung der Eigenerzeugung zu verhindern. 

TOBI-THESE

09

Nur Erzeuger, die planbar und steuerbar Energie einspeisen - beispielsweise über KWK, Biomasse oder Wasserkraft - dürfen von vermiedenen Netznutzungsentgelten profitieren!

AKTUELL

Alle dezentralen Einspeiser profitieren von vermiedenen Netznutzungsentgelten.

Vermiedene Netzentgelte sind dann sinnvoll, wenn sie helfen, einen wirtschaftlichen Netzausbau zu steuern. Sie müssen ein Allokationssignal geben können. Durch Einspeisungen im Höchstlastzeitpunkt lässt sich die Netzspitze reduzieren. Der weitere Ausbau des Netzes ist dann eventuell vermeidbar oder nur in reduziertem Umfang nötig. Voraussetzung hierfür ist aber, dass zum Höchstlastzeitpunkt die Anlagen planbar einspeisen können. Durch die vermiedenen Netzentgelte wird ein ökonomisches Signal gegeben, damit die entsprechende Einspeisung erfolgt. Die Beschränkung auf steuerbare Einspeiser wie KWK, Wasser oder Biomasse ist dadurch begründet, dass für Einspeisungen aus Photovoltaik oder Wind in der Regel die volle Netzkapazität vorgehalten werden muss, um in Zeiten geringer Stromausbeute hinreichend Kapazität zur Verfügung zu haben. 

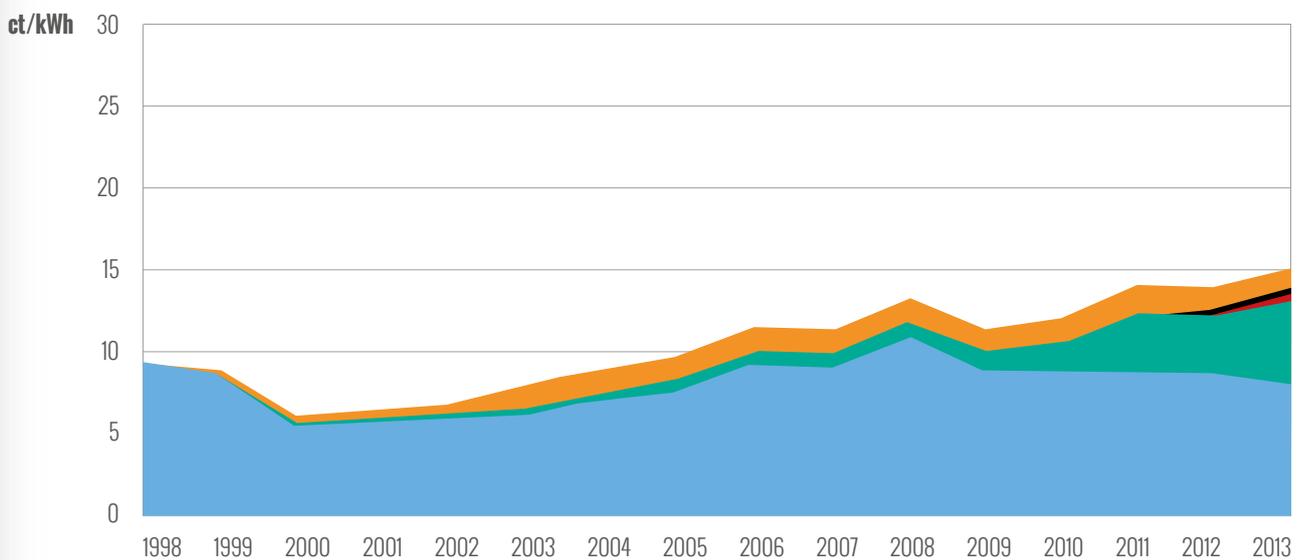


Die Befreiung von Netznutzungsentgelten gemäß § 19 Ziffer 2 StromNEV kommt nur für Großverbraucher oder energieintensive Letztverbraucher infrage, die im internationalen Wettbewerb stehen!

Höhe und Zusammensetzung der Strompreise von Industrie und Privathaushalten²

Industrie, Jahresverbrauch 160 bis 20.000 MWh

(Mittelspannungsseitige Versorgung; Abnahme 100 kW / 1.600 h bis 4.000 kW / 5.000 h)



²BDEW: Energie-Info Erneuerbare Energien und das EEG, Januar 2013

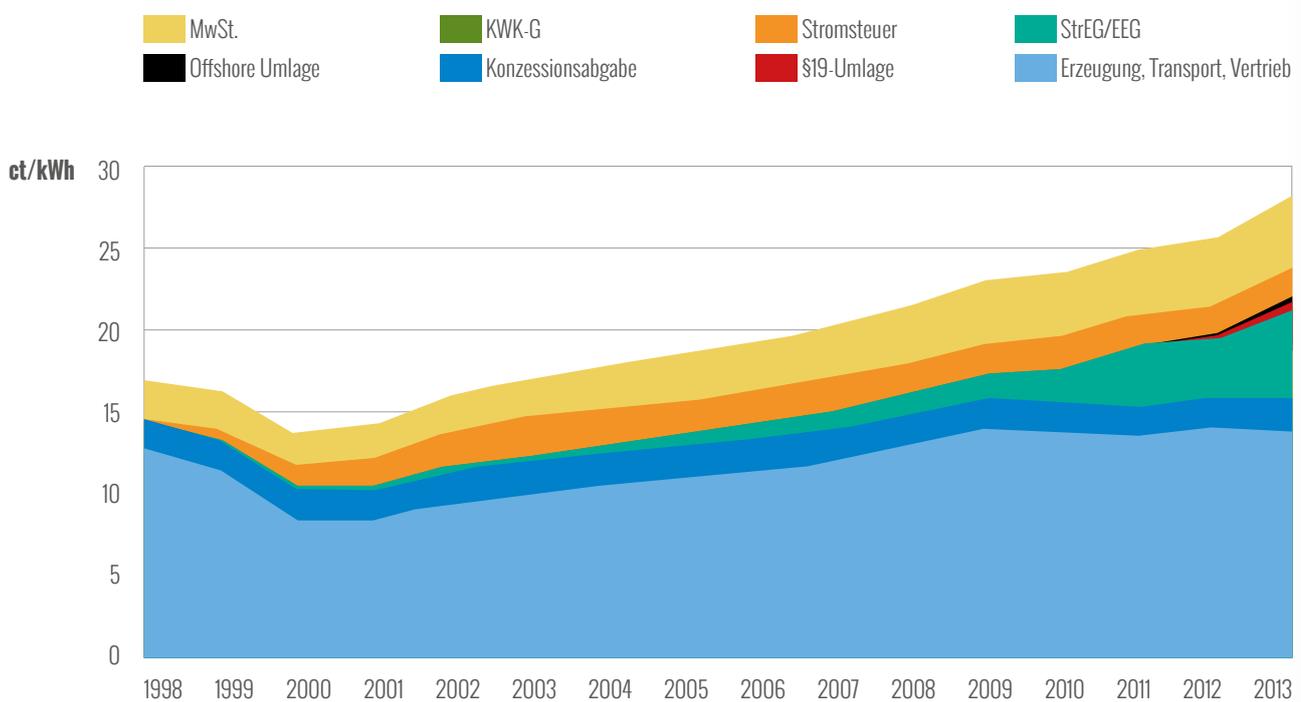
AKTUELL

Für energieintensive Letztverbraucher wird ein reduziertes Netzentgelt eingeführt.

Die Privilegierung energieintensiver Letztverbraucher erscheint grundsätzlich nicht gerechtfertigt. Zudem ist fraglich, ob die Regelung von der Verordnungsermächtigung gedeckt ist. Gemäß § 24 Satz 2 Nr. 4 EnWG ist die Methode zur Bestimmung der Netzentgelte so zu gestalten, dass Anreize zu netzentlastendem Energieverbrauch gesetzt werden. Dies ist hier gerade nicht der Fall. Vielmehr wird durch die vorgesehene gestaffelte Netzentgeltreduzierung ein Anreiz zu höherem – netzbelastendem – Energieverbrauch gesetzt.

Um Fehlanreize und Netzentgelte reduzieren zu können, sollte eine Befreiung nur erfolgen, wenn es sich um Unternehmen und Betriebe handelt, die im internationalen Wettbewerb stehen. 

Drei-Personen-Haushalt, Jahresverbrauch 3.500 kWh



²BDEW: Energie-Info Erneuerbare Energien und das EEG, Januar 2013

TOBI GESELLSCHAFTER



Dieter Boldt

Dieter Boldt
Stadtwerke Bad Pyrmont



Volker Stammer

Volker Stammer
Stadtwerke Bad Salzuflen GmbH



Jürgen Elmer

Jürgen Elmer
Bocholter Energie- und Wasserversorgung GmbH



Martin Hack

Martin Hack
Stadtwerke Böhmetal GmbH



Christoph Hüls

Christoph Hüls
Stadtwerke Detmold GmbH



Susanne Treptow

Susanne Treptow
GWS Stadtwerke Hameln GmbH



Michael Bosse-Arbogast

Michael Bosse-Arbogast
EVI Energieversorgung Hildesheim GmbH & Co. KG



Peter Storck

Peter Storck
Bad Honnef AG



Klaus Weimer

Klaus Weimer
Stadtwerke Iserlohn GmbH



Detlef Günther
Überlandwerke GmbH Lübben



Bernd Reichelt
Stadtwerke Menden GmbH



Helmut Eisbrenner
Wirtschaftsbetriebe Neustadt am Rübenberge GmbH



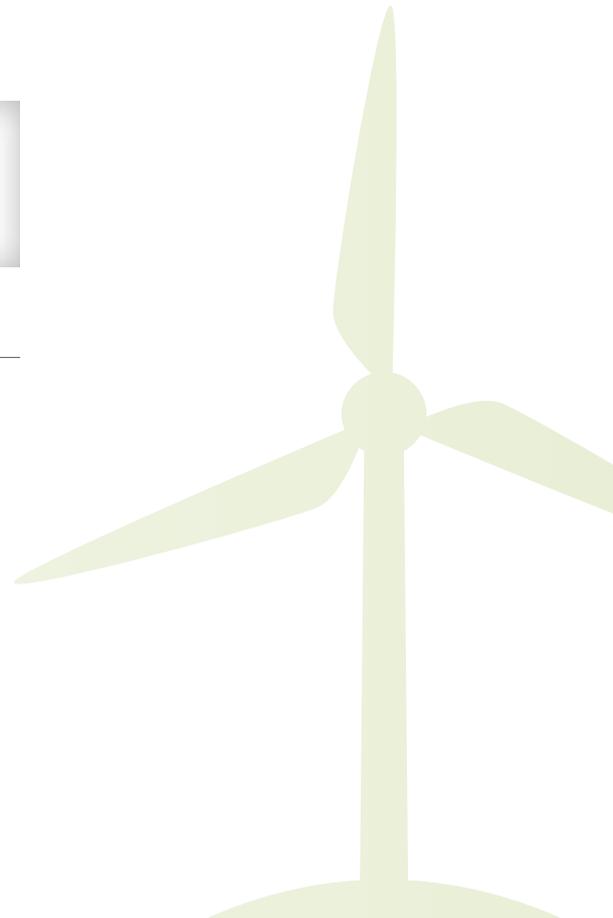
Ralf Schümann
Stadtwerke Peine GmbH



Martin Goldbeck
Gemeindewerke Steinhagen GmbH



Henning Radant
Stadtwerke Wunstorf GmbH & Co. KG





TOBi GESELLSCHAFTER

Stadtwerke Bad Pyrmont
Stadtwerke Bad Salzuflen GmbH
Bocholter Energie- und Wasserversorgung GmbH
Stadtwerke Böhmetal GmbH
Stadtwerke Detmold GmbH
GWS Stadtwerke Hameln GmbH
EVI Energieversorgung Hildesheim GmbH & Co. KG
Bad Honnef AG
Stadtwerke Iserlohn GmbH
Überlandwerke GmbH Lübben
Stadtwerke Menden GmbH
Wirtschaftsbetriebe Neustadt am Rübenberge GmbH
Stadtwerke Peine GmbH
Gemeindewerke Steinhagen GmbH
Stadtwerke Wunstorf GmbH & Co. KG