

Verantwortung übernehmen: EEG-Differenzkosten senken und Ausbau der Erneuerbaren Energien beschleunigen

Um Resilienz, Klimaschutz und Wettbewerbsfähigkeit zu stärken, setzen sowohl die Bundesregierung als auch die Europäische Union auf den beschleunigten Ausbau der Erneuerbaren Energien. Die Erneuerbaren Energien werden damit zur Leitenergie unserer Energieversorgung. Um diesen umfassenden gesellschaftlichen Transformationsprozess weiterhin möglichst reibungslos zu gestalten, sind erhebliche privatwirtschaftliche Investitionen erforderlich. Damit die Privatwirtschaft diese Investitionen in ein modernes Energiesystem weiter realisiert, bedarf es Investitionssicherheit. Plötzliche Brüche im System sorgen für Unsicherheit, zurückhaltende Investitionen und gefährden damit die Transformation, die Wirtschaft und letztlich Arbeitsplätze. Zudem führen solche Systembrüche häufig zu explosiven Kostensteigerungen.

Hintergrund: Neue Herausforderungen

Lange Zeit waren die europäischen Stromnetze durch sehr konstante Stromeinspeisungen, vor allem durch Atom- und Kohlekraftwerke geprägt. Die Herausforderung bestand deshalb darin, in Zeiten geringer Last die produzierten Energiemengen zu verbrauchen. Weil Kohle- und Atomkraftwerke in der Regel nicht stundenweise abgeschaltet werden (können), wurde der Strom künstlich verbraucht (nächtliche Straßenbeleuchtung) oder umgewandelt (Nachtspeicheröfen). Heute prägt in Deutschland eine fluktuierende Einspeisung aus Windenergie und Photovoltaik die Energiewende. Dies führt zu neuen Herausforderungen.

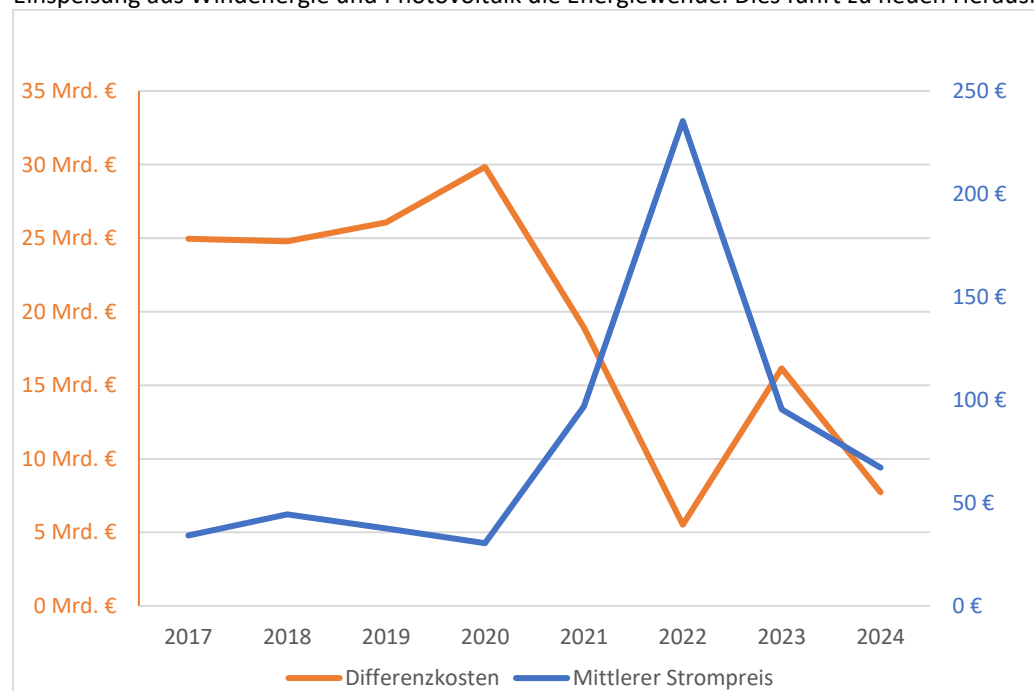


Abbildung 1: Entwicklung von Differenzkosten und Börsenstrompreisen

Es kommt einerseits zu Zeiten hoher Erneuerbarer Einspeisung oberhalb des Strombedarfs. Andererseits kommt es zu (kleinen) Zeitfenstern, in denen die Erneuerbaren den Strombedarf nicht decken können. Im ersten Fall resultieren daraus niedrige, zum Teil negative, Börsenstrompreise. Im zweiten Fall mit hohen Residuallasten steigen die Börsenstrompreise. Zeitfenster mit hohen Strompreisen wirken auch für den Endkunden kostensteigernd. Zeitfenster mit niedrigen Strompreisen führen durch den Merit-Order-Effekt zu einer Senkung der Marktwerte, teilweise unterhalb der Stromgestehungskosten. Die EEG-Differenzkosten decken diese entstehende finanzielle Lücke zwischen bei Ausschreibung nach dem EEG zugesagten Vergütungen und den tatsächlichen Marktwerten. Diese Differenz zwischen Finanzausgaben und Marktwerten trägt der Bundeshaushalt. Es entsteht das **EEG-Paradoxon**: Trotz und gerade wegen Erneuerbarer Energien sinken die Börsenstrompreise und steigen die EEG-Differenzkosten (Abbildung 1). Durch die Abschaffung der EEG-Umlage hat sich der Gesetzgeber dazu entschieden, diese Kosten über den Haushalt zu decken und damit

die Bürger massiv entlastet. Der Endkundenpreis pro Kilowattstunde läge heute mehrere Cent über den jetzigen Preisen, würde es die Umlage noch geben.

Mehr Flexibilität für einen modernen Strommarkt

Ein großer Teil der Lösung für diese Herausforderungen ist die Erhöhung der Flexibilität im Strommarkt, unabhängig ob diese aus Erzeuger-, aus Verbraucher- oder Speichersicht realisiert wird. Flexibilitäten, vor allem Speicher und PtX-Technologien, reduzieren den Bedarf an steuerbaren Erzeugungskapazitäten. Flexibilitäten haben aber noch mehr Vorteile: Wir haben als Gesellschaft einen hohen Energiebedarf. **Energie dann zu nutzen, wenn sie verfügbar ist**, ist sinnvoll und wünschenswert. Der verbleibende Anteil an steuerbaren, lastabhängig zuschaltbaren Kraftwerken muss ebenfalls nicht fossil gedeckt werden: Biogaskraftwerke können einen entscheidenden Teil der verbliebenen Bedarfe decken – grün, dezentral und unabhängig von Importen fossiler Energieträger.

Der Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) hat hierzu bereits Ende 2021 [eine großangelegte Strommarktdesignstudie](#) mit den Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE) und dem Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE) durchgeführt, um neben der qualitativen und quantitativen Analyse benötigter Flexibilitäten auch deren Effekte sichtbar zu machen. Im April 2024 hat der BEE in der [Netzverknüpfungspunktstudie](#) mit dem Fraunhofer IEE weitere Flexibilitäten aufgezeigt.

Nachfolgend beschreiben wir basierend auf diesen Studien der benötigte **Dreiklang aus kurz-, mittel- und langfristig benötigten Flexibilitäten**. Trotz des unterschiedlichen Wirkungszeitraums müssen die Grundlagen bereits heute geschaffen werden.

Warum steigen die Differenzkosten?

Erneuerbare Energien senken mit ihrer günstigen Energieform die Strompreise an der Strombörse. Aufgrund des Merit-Order-Effekts senken sie in Zeiten hoher Erneuerbarer Einspeisung die Strompreise zum Teil aber unter ihre eigentlich benötigten Stromgestehungskosten (EEG-Vergütungsniveau). In Zeiten hoher Erneuerbarer Einspeisung (>50.000 MW) liegt der mittlere Strompreis im laufenden Jahr 2024 deshalb bereits unterhalb von 20 €/MWh, während er bei niedriger Erneuerbarer Einspeisung (<15.000 MW) auf knapp 100 €/MWh aufgrund teurer fossiler Kraftwerke steigt. Die Zeiten hoher Erneuerbarer Einspeisung nehmen mit voranschreitender Erneuerbarer Transformation zu und verdrängen somit teure fossile Strompreise.

Mit dem 2009 erfolgten Wechsel von der physikalischen Wälzung zur finanziellen Wälzung blieben eingespeiste erneuerbare Energiemengen aus der Festpreisvergütung (PV-Kleinstanlagen) beim Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB). Dieser wickelt deren Vermarktung ab, kann die Anlagen aber nicht wegen zu niedriger Strompreise abregeln. Damit werden diese Energiemengen unabhängig vom Strompreis vermarktet und verstärken damit den Druck zu negativen Strompreisen – ein **ÜNB-Dilemma**.

Der preissenkende Effekt der Erneuerbaren ist für die Volkswirtschaft positiv, führt aber zur Steigerung der EEG-Differenzkosten (**EEG-Paradoxon**). Die steigenden Differenzkosten lassen sich nicht durch eine Begrenzung des Zubaus Erneuerbarer Energien stoppen. Dieser würde neben dem Verfehlen der Klimaziele Deutschlands vor allem höhere Stromkosten aufgrund des verstärkten Einsatzes von teuren fossilen Stromerzeugern bewirken. Gleichzeitig würde Vertrauen in die politische Zielerreichung verloren gehen und Verunsicherung im Bereich privatwirtschaftlicher Investitionen entstehen. Als einzige Lösung bietet sich dagegen der verstärkte Ausbau von Flexibilitäten im Strommarkt an.

Vier Maßnahmen müssen parallel umgesetzt werden:

1. Flexibilitätssteigerung aktiv anreizen

Wie in der BEE-Strommarktdesignstudie aufgezeigt, braucht der Strommarkt mehr Flexibilität. Um den marktgetriebenen Ausbau von Flexibilitäten anzureizen, gilt es jetzt, die dem entgegenstehende Regulatorik abzubauen:

a) Reduzierung der Stromnebenkosten und variable Netzentgelte

Die Stromnebenkosten (u.a. Stromsteuer) sollten auf ein Minimum reduziert werden. So werden positive Preiseffekte schneller sichtbar. Ein ausgezeichneter Hebel, erwünschtes Verhalten durch Strompreise zu steuern, sind variable Netzentgelte. Dazu bedarf es einer umfassenden **Netzentgeltreform**. Die Bundesnetzagentur hat mit § 14a EnWG und der ausstehenden Kostenwälzung der Verteilnetzentgelte erste Schritte gemacht. Diese sind allerdings noch unzureichend. Nur dynamische, also wirklich zeitvariable Entgelte

können eine laststeuernde Wirkung erreichen. Modelle mit festgesetzten Zeitfenstern bedingen hingegen nur eine Zeitverschiebung im Netz. Flexible Netzentgelte können dazu führen, dass auch in der Industrie Prozesse und Anlagen flexibler ausgelegt werden. Damit würde massives Flexibilisierungspotenzial von großindustriellen Verbrauchern freigesetzt.

b) Einführung dynamischer Stromtarife

Wenn der Preiseffekt von niedrigen Strompreisfenstern beim Endverbraucher stärker sichtbar wird, erhöht das den Anreiz, sich flexibel zu verhalten. Ein solches Endverbraucherverhalten bedarf eines zügigen Roll-outs von Smart Metern. Bei dieser Flexibilität ist allerdings auch die Netzthematik dringend zu berücksichtigen.

c) Elektrolyseure und Power2Heat entlasten

Wie bereits mehrere Studien belegt haben, stellen Elektrolyseure und Power2Heat Anlagen eine der größtmöglichen Flexibilitätsquellen dar. Sie weisen eine stark flexible Fahrweise auf und ermöglichen in Kombination mit einer entsprechenden Infrastruktur (H₂-Gasnetz und H₂-Speicher bzw. Wasserspeicher) eine ideale markt- und netzoptimierte Flexibilität. Daher sollten Elektrolyseure und Power2Heat Anlagen über den §118 Abs. 6 EnWG von den Netzentgelten unbefristet befreit werden. Eine wichtige Voraussetzung dafür ist, dass sie netz- und marktdienlich allokiert und betrieben werden. Hier gibt es noch [Nachholbedarf bei der Begriffsdefinition](#). Möglichkeiten die Systemdienlichkeit auszugestalten, liegen etwa in der Begrenzung des Radius oder der Volllaststunden.

d) Hemmnisse des Speicherausbaus abbauen

Ein weitere, sehr gute Flexibilitätsquelle stellen die elektrischen Speicher dar, da sie Erneuerbare Strommengen aus Zeiten hoher Anteile in Zeiten mit niedrigen Anteilen verlagern. Gleichzeitig optimieren sie die Integration der Erneuerbaren Energien ins Stromnetz. Hemmnisse beim Speicherausbau liegen in der Zeitdauer bis zum Netzanschluss und dem Baukostenzuschuss (§17 Abs. 1 EnWG). Dieser liegt aktuell zum Teil in einer ähnlichen Größenordnung wie die eigentlichen Investitionskosten des Großbatteriespeichers. Großbatteriespeicher geben der Volkswirtschaft ein Vielfaches dieser Kosten über den marktwertstabilisierenden Effekt wieder zurück. Um den Speicherausbau zu beschleunigen sollten deshalb Antragsverfahren beschleunigt werden. Der Baukostenzuschuss sollte abgeschafft werden. Auch eine Privilegierung für Speicher im Außenbereich nach BauGB könnte für den verstärkten Einsatz helfen.

e) Bivalente Fahrweise von Batteriespeichern ermöglichen

Ein Großteil der heutigen Batteriespeicher in Deutschland basieren auf dem Heimspeichersegment (PV-Batterien, E-Fahrzeuge). Bisher ist eine bivalente Nutzung (Ein- und Ausspeicherung aus dem Netz) aufgrund des Ausschließlichkeitsprinzip nicht möglich. Würde ein Speicher auch aus nicht-grünem Strom gefüllt, werden die in ihm befindlichen grünen Strommengen vergaut. Über entsprechende Messkonzepte wäre diese bivalente Fahrweise möglich und würde gerade im Zuge des verstärkten Heimspeicherausbaus und der Umsetzung der E-Mobilität eine erhebliche zusätzliche marktdienliche Flexibilität darstellen. Hier müssen die technischen und rechtlichen Rahmen und finanziellen Anreize für Verbraucher geschaffen werden.

f) § 13k EnWG richtig ausgestalten

Die Regelung zu „Nutzen statt Abregeln“ im § 13k EnWG ist ein erster positiver Schritt, um Flexibilitäten anzuregen. Allerdings lassen die Ausgestaltungs-kriterien der BNetzA befürchten, dass die gesetzliche Möglichkeit ins Leere läuft. Es ist erforderlich hier bessere Rahmenbedingungen zu schaffen für eine verstärkte Nutzung dieser Option, um neben der netztechnischen Integration vor allem auch die marktliche Integration der hohen Erneuerbaren Energien-Anteile zu erreichen.

2. Einführung der Überbauung von Netzverknüpfungspunkten

Wie in der [NVP-Studie des BEE](#) gemeinsam mit dem Fraunhofer IEE im April 2024 gezeigt ließen sich mit der Einführung der Überbauung von Netzverknüpfungspunkten nicht nur das Netzanschlussproblem für Erneuerbare Energien lösen, sondern auch gleichzeitig indirekte und direkte Flexibilitäten für eine bessere Markt- und Netzintegration schaffen.

Bei einer Überbauung wird an einem Netzverknüpfungspunkt (NVP) ein Vielfaches an Erneuerbarer Energien installiert. Dies führt dazu, dass es Zeitfenster gibt, in denen mehr erzeugt wird, als über den NVP in das Stromnetz eingespeist werden könnte. Diese Erzeugungsspitzen treten stets in Phasen niedriger bzw.

negativer Strompreise auf (Merit-Order-Effekt) auf. Indem Erzeugungsspitzen in solch niedrigen Strompreisphasen abgeschnitten werden, erhöhen sich die erneuerbaren Marktwerte und senken so die Differenzkosten (indirekte Flexibilitätssteigerung) gegenüber dem weiteren gleichen Ausbau ohne Überbauung der Netzverknüpfungspunkte.

Gleichzeitig konnte die NVP-Studie belegen, dass ein komplett neues Geschäftsmodell für große elektrische Speicher entsteht, um die Verlagerung der temporär nicht einspeisbaren Erneuerbaren Energien in Zeiten niedriger Erneuerbarer Einspeisung zu sichern. Dieser Effekt führt zur besseren Netzintegration der Erneuerbaren Energien. Die Überbauung von Netzverknüpfungspunkten schafft zusätzlich einen Anreiz, Windenergie und Photovoltaik gleichmäßiger über Deutschland auszubauen und die vorhandene Netzinfrastruktur besser auszunutzen. Beides reduziert die Netzbetriebskosten und erhöht den Portfolioeffekt der Erneuerbaren Energien.

3. Umstellung von einer Zeit- in eine mengenbasierte Absicherung

Die deutsche Energiewende ist erfolgreich, weil berechenbare Rahmenbedingungen niedrige Eigenkapitalquoten erforderlich machten und niedrige Fremdkapitalkosten ermöglichten. Dadurch ist eine breite, mittelständisch geprägte Akteurslandschaft entstanden, die die Investitionen in den Zubau Erneuerbarer Energien-Anlagen realisiert.

Seit dem EEG 2014 existiert eine Regelung zur Förderreduzierung bei negativen Strompreisen. Die Regelung galt zunächst für sechs, später für vier aufeinanderfolgende negativen Strompreisstunden. Ab dem Jahr 2027 gilt der entsprechende § 51 EEG dann bereits ab einer einzigen durchgehend negative Strompreisstunde. Aufgrund der zeitlichen Absicherung der Förderung über 20 Jahre muss der Direktvermarkter den Anlagenbetreiber bei Abregelung entschädigen. Diese Entschädigung sinkt im Fall des § 51 EEG auf null, da keine entgangene Vergütung entstanden ist. Investoren können die Fehlmengen aus § 51 EEG nur schlecht prognostizieren und einplanen. Das erhöht die Risiken, bedingt erhöhte Eigenkapitalanforderungen in der Finanzierung und höhere Zinsen. Dies behindert die für die Energiewende dringend erforderlich bleibende Mobilisierung von privatem Kapital.

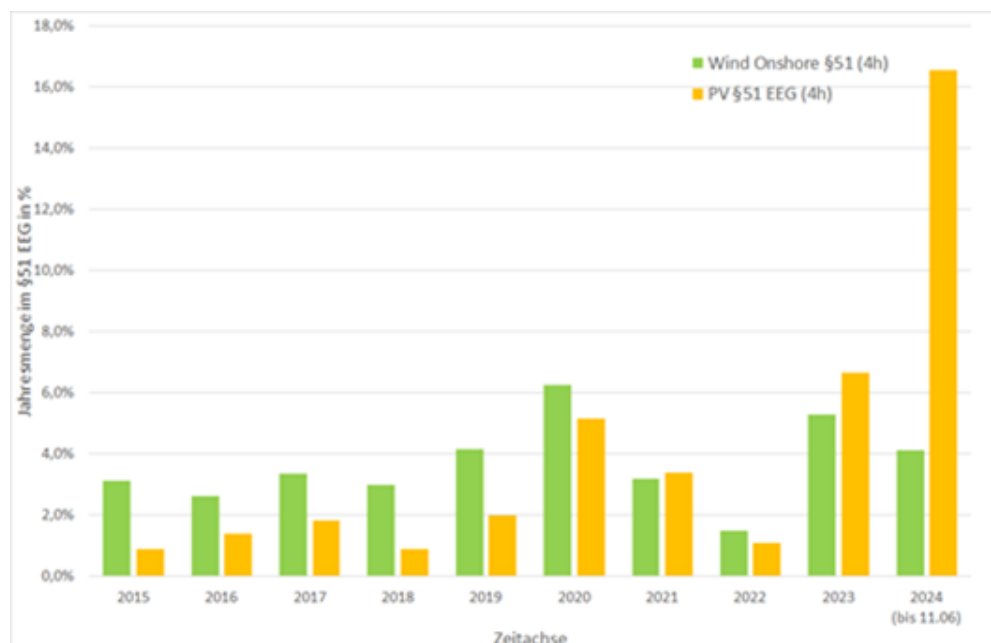


Abbildung 2: Entwicklung § 51 EEG-Mengenanteile für Wind und PV

Wie Abbildung 2 zeigt, steigen die Anteile der nicht vergüteten Strommengen mit zunehmendem Ausbau der Erneuerbaren massiv an und führen somit zu erheblichen Liquiditätsrisiken für die Betreiber. Eigentlich sollte § 51 EEG erreichen, dass Anlagenbetreiber freiwillig auf Teile ihrer Einspeisung verzichten, um negative Strompreise zu verhindern. Allerdings nimmt der Direktvermarkter die Schalthandlung vor. Der

Direktvermarkter hat aber zunächst keinen Anreiz, einen negativen Strompreis (bei dem § 51 EEG greift) in einen schwach positiven Strompreis (kein § 51) zu verändern, da er bei positiven Strompreisen vorgenommenen Abschaltungen die volle EEG-Vergütung als Entschädigung zu zahlen hätte, während er im Falle des § 51 EEG-Zeitfensters nicht entschädigen muss. Somit wird ein Direktvermarkter mit seinem Angebot keinen positiven Strompreis erzeugen wollen („Direktvermarkter-Problem“). Nur wenn eine Einspeisung bei negativen Strompreisen in Verträgen explizit ausgeschlossen wird und gleichzeitig keine Entschädigung für den Direktvermarkter anfällt, wird ein solches Verhalten verhindert.

Die Lösung für dieses **Direktvermarkter-Problem** ist eine **mengenbasierte Absicherung**. Hier würde der Anlagenbetreiber sein Mengenkontingent schonen und festhalten, dass der Direktvermarkter nicht zu negativen Strompreisen vermarkten dürfte. Denn eine Einspeisung in negativen Strompreiszeitfenstern würde sein Mengenkontingent ohne entsprechende Vergütung reduzieren.

Eine Umstellung von einer Zeit- zu einer mengenbasierten Absicherung der Investitionen in Windenergie und Photovoltaik senkt das Finanzierungsrisiko und reizt zugleich Flexibilitäten aus den Erneuerbaren Energien selbst an. Dies begrenzt negative Strompreise am Strommarkt bzw. kann sie sogar vollständig verhindern. Damit steigen die Marktwerte und sinken die Differenzkosten. Der Effekt ließe sich durch eine freiwillige Einbeziehung von bestehenden Anlagen verstärken, da dies sofort eine hohe entsprechende Flexibilitätsumenge realisiert.

4. Mehr Flexibilität bei PV-Kleinanlagen

Ein Teil der solaren Stromproduktion geschieht durch kleinste Photovoltaikanlagen, zum Beispiel auf privaten Hausdächern. Um die Energiemengen dieser Anlagen sinnvoll zu nutzen, gibt es verschiedene Möglichkeiten. So könnten Verbraucher dazu angeregt werden, auf, für das Gesamtsystem sinnvolle Weise, ins Stromnetz einzuspeisen. Bisher werden Heimspeicher – sofern sie vorhanden sind – häufig bereits vormittags voll geladen und stehen somit nachmittags nicht zur Verfügung. Gerade dann entstehen aber negative Strompreise. Es wäre daher sinnvoll die bisher weitgehend ungenutzte Flexibilität Heimspeicher zu nutzen.

Je nach Ausgestaltung einer solchen Regelung hätte das erheblichen Einfluss auf die Marktwerte der PV und somit auch auf die Differenzkostenzahlung. Am Beispiel des Monats Mai 2024 wird dies sichtbar: Hätte man zu dem Zeitpunkt bereits ausreichend Heimspeicher aktiviert um jeden negativen Strompreis auf 0 €/MWh zu bringen, läge der Marktwert von PV um 22 Prozent höher als er aktuell ausgewiesen wurde. Dies hätte zu einer **Minimierung der EEG-Differenzkosten** im mittleren zweistelligen Millionenbetrag geführt.

Fazit:

Die schnelle Umsetzung der Energiewende ist unerlässlich, um daraus die Vorteile einer erneuerbaren, dezentralen, günstigen und heimischen Energieproduktion zu realisieren. Eine künstliche Begrenzung des erneuerbaren Ausbaus würde zu massivem Vertrauensverlust und zu Stromdefiziten führen, was wiederum in höheren Kosten resultiert aufgrund des verstärkten Einsatzes von fossilen Gas- und Kohlekraftwerken, die der CO₂-Bepreisung unterliegen.

Es bedarf jedoch gleichzeitig der beschleunigten Hochlaufphase für die Flexibilitäten, welche wir für den Ausbau der Erneuerbaren Energien brauchen. Wie in der BEE-Strommarktdesignstudie dargelegt entsteht daraus ein klimaneutrales Strommarktdesign, welches fit gemacht wird für die EE-Zukunft.

Die hier aufgezeigten vier Maßnahmenpakete mit ihren unterschiedlichen Erfüllungszeithorizonten (kurz-, mittel- und langfristig) müssen allerdings heute bereits angegangen werden, damit sie zur richtigen Zeit auch zur Verfügung stehen. Es gilt keine Zeit zu verlieren.

Für Rückfragen:

Bundesverband Erneuerbare Energie
EUREF-Campus 16, 10829 Berlin
Wolfram Axthelm, Geschäftsführer
Sandra Rostek, Leiterin Politik
Dr. Matthias Stark, Leiter Erneuerbare Energiesysteme
www.bee-ev.de