

**Transparenzregisternummer: 721647010823-15**

**ThyssenKrupp AG  
ThyssenKrupp-Allee 1  
45143 Essen  
Deutschland**

## **Stellungnahme zum Grünbuch und insbesondere zu den Fragen unter 4.2 und 4.3 des Grünbuches „Ein Rahmen für die Klima- und Energiepolitik bis 2030“**

Die ThyssenKrupp AG ist ein führender Technologiekonzern, der insbesondere durch seine Stahlsparte von der zukünftigen Ausgestaltung des Klimaschutzes existenziell betroffen ist.

Die EU Kommission hat mit dem Grünbuch „Ein Rahmen für die Klima- und Energiepolitik bis 2030“ einen Konsultationsprozess zur zukünftigen Gestaltung des Klimaschutzes in Europa eingeleitet. Diesen wollen wir gerne nutzen, um unsere Auffassung zu zukünftigen Zielvorgaben und einer zukünftigen Instrumentierung des Klimaschutzes näher zu bringen. Die Erfahrungen mit der EU Klima- und Energiepolitik haben gezeigt, dass Zielkonflikte und Ineffizienzen bedingt durch unabgestimmte parallele Instrumente zu vermeiden sind.

Nachfolgend gehen wir deshalb insbesondere auf die unter 4.2 und 4.3 des Grünbuches angeschnittenen Fragen ein. Hinsichtlich der übrigen im Grünbuch enthaltenen Fragen verweisen wir auf die Stellungnahmen der Industrieverbände; insbesondere von BDI, von VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. und EUROFER The European Steel Federation.

### **I Executive Summary**

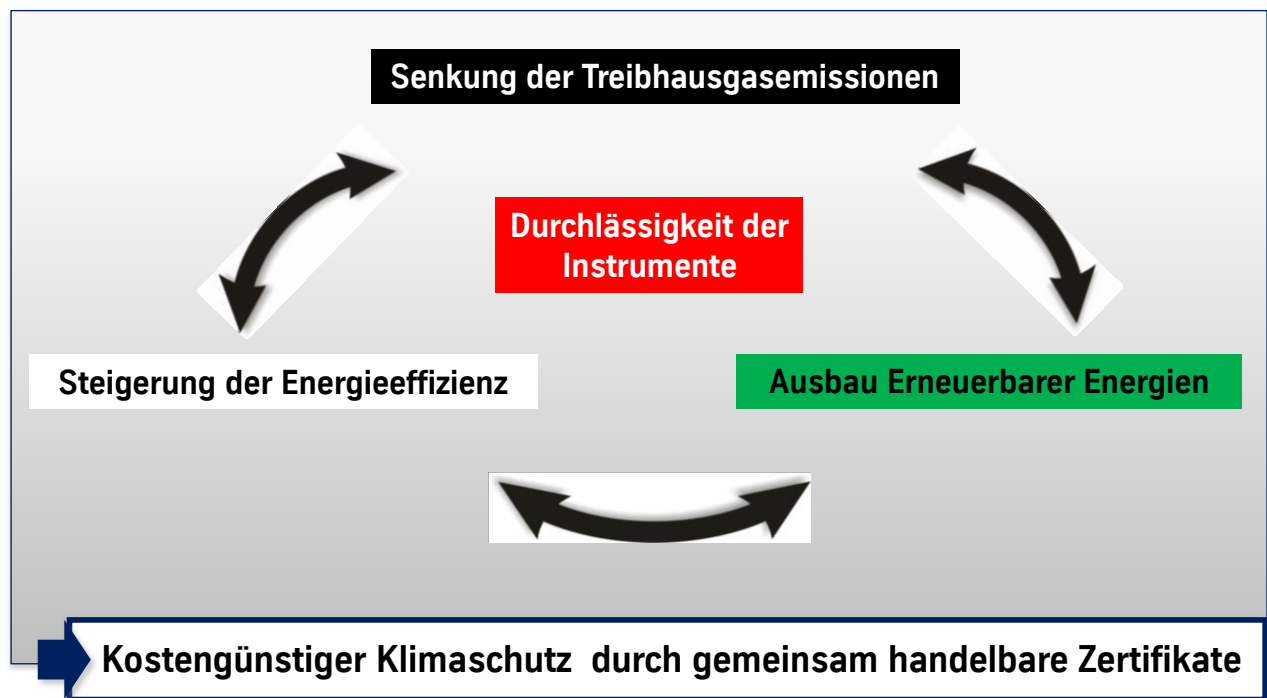
Die Diskussionen um den Klimaschutz dürfen sich zukünftig nicht mehr allein und jeweils isoliert auf den Emissionshandel oder die Förderung Erneuerbarer Energien (EE) fokussieren. Vielmehr kommt es darauf an, gerade wenn es um langfristige Perspektiven geht, die Zusammenführung der Klimaschutzstränge in den Punkten:

- Absenkung der Treibhausgasemissionen (Emissionshandel),
- Ausbau Erneuerbarer Energien und
- Steigerung der Energieeffizienz

zu organisieren und aufeinander abzustimmen.

## Zertifikatbasiertes Gesamtmodell für EE, Energieeffizienz und CO<sub>2</sub>

Untereinander handelbare Zertifikate / Überführbarkeit der Ziele



Ein zusammengeführtes, kohärentes Instrumentarium ermöglicht die Chance, die jeweils kostengünstigste Klimaschutztechnologie innerhalb des Gesamtspektrums aller Möglichkeiten zu identifizieren und diese gezielt umzusetzen. Ein niedriger Zertifikatspreis ist dabei nicht Anzeichen einer Fehlfunktion, sondern Ausdruck der Erreichung von gesteckten Klimaschutzzielen zu verträglichen gesamtgesellschaftlichen Kosten.

Ein zusammengeführtes, kohärentes Instrumentarium ermöglicht zudem eine Überführbarkeit der drei Ziele (Senkung direkter Emissionen, Ausbau erneuerbarer Energien und Steigerung der Energieeffizienz) ineinander.

Dabei sollte das Instrumentarium auf der europäischen Ebene aufsetzen. Zum einen ist der Emissionshandel bereits europäisch ausgestaltet, zum anderen kann eine europäische Lösung das für einen Energiebinnenmarkt wichtige „Level playing field“ schaffen.

Die langfristige Ausrichtung und Abstimmung der Instrumente gibt den Unternehmen zudem die Planungssicherheit, um die erforderlichen Maßnahmen zu ergreifen.

Zertifikatsbasierte Instrumente bieten hier große Vorteile, gleichzeitig sind sie, bei richtiger Ausgestaltung, geeignet, langfristig den kostengünstigsten Weg zum nicht nur nationalen, sondern insbesondere europäischen und sogar weltweiten Klimaschutz zu ebnen.

Die Neuordnung des Emissionshandels für die vierte Handelsperiode (nach 2020) bietet die einmalige Gelegenheit, die negativen Wechselwirkungen bei einer isolierten Umsetzung zwischen den zuvor genannten Klimaschutzsträngen durch eine Zusammenführung der Instrumente zu vermeiden, die Kosteneffizienz zu steigern, nationale Ansätze in den Mitgliedstaaten zu harmonisieren und zu verknüpfen, und damit die Akzeptanz des Klimaschutzes insgesamt in der Europäischen Union und letztendlich international nachhaltig zu gewährleisten.

## **II Stellungnahme im Einzelnen**

### **1 Konzentration auf das Wesentliche und Kompatibilität der unterschiedlichen Klimaschutzinstrumente notwendig**

Derzeit befassen sich unterschiedliche Regelungen auf europäischer und/oder nationaler Ebene mit dem Klimaschutz.

Dieses Nebeneinander hat zu unerwünschten Wechselwirkungen geführt. Die Förderung der Erneuerbaren Energien (- EE) in Deutschland trug bspw. entscheidend mit dazu bei, dass die handelbaren Emissionsberechtigungen des EU Emissionshandels (ETS) entsprechend weniger stark nachgefragt wurden. Die Zertifikatsnachfrage der Stromerzeuger sank in dem Maße, wie EE-Strom den Strom aus konventioneller Energieerzeugung, der in den EU Emissionshandel eingebunden ist, verdrängen konnte. Dieser Effekt wurde durch die negative Wirtschaftsentwicklung und die Einführung einer isolierten Energieeffizienzregulierung verstärkt. Die Folge waren fallende Preise für CO<sub>2</sub>-Emissionsrechte. Neben den enormen Kosten der Förderung erneuerbarer Energien in Deutschland wurde damit nichts anderes erreicht als eine Subventionierung des CO<sub>2</sub>-Preises im EU Emissionshandel. Weiterhin wurden die denkbar teuersten Klimaschutztechniken (Solarstromerzeugung in Deutschland) umgesetzt, anstatt weit günstigere Möglichkeiten in anderen Bereichen zu nutzen. Hieraus ergeben sich erhebliche Zweifel an der Effizienz und Effektivität solcher nebeneinanderstehender existierender und nicht aufeinander abgestimmter Instrumente.

In den nachfolgenden Ausführungen wird davon ausgegangen, dass der Emissionshandel wegen der absoluten Gewährleistung der gewünschten Emissionsabsenkungen als Basisinstrument des Klimaschutzes erhalten bleibt und sich die Integrationsfähigkeit der anderen Klimaschutzstränge hieran zu orientieren hat. Ein wesentlicher Aspekt muss dabei sein, die Industrie in Europa zu stärken und auszubauen sowie ihre internationale Wettbewerbsfähigkeit zu erhalten. Der Emissionshandel wird als ein Verteilungsmechanismus für eine feststehende Menge an Zertifikaten („cap“) begriffen, der damit die Erreichung der Klimaziele sicherstellt. Er sollte aber nicht mit zusätzlichen Zielen wie Forschungs- und Entwicklungsförderung oder Investitionsanreize über Mindest- oder Zielpreise überfrachtet werden.

## **2 Sicherstellung der globalen Wettbewerbsfähigkeit im EU ETS**

### **2.1 Beibehaltung der freien Zuteilung auf Benchmarkbasis**

Solange kein globales Klimaschutzabkommen mit vergleichbaren Belastungen einzelner miteinander im Wettbewerb stehender Unternehmen in Kraft tritt und umgesetzt ist, besteht prinzipiell weiterhin ein standortbezogener Wettbewerbsnachteil in der EU, der ausgeglichen werden muss.

Das bestehende System der kostenfreien Zuteilung von Zertifikaten ist somit ein beizubehaltender Ansatz zur Kompensation von Wettbewerbsnachteilen. Allerdings muss bei Festsetzung der Benchmarks die technologische und wirtschaftliche Machbarkeit von CO<sub>2</sub>-Reduktionen in der integrierten Prozesskette berücksichtigt werden. Gerade im Bereich der Stahlindustrie können Emissionsverringerungen in einer Anlage oft nur durch Mehremissionen an anderer Stelle erkaufte werden, weswegen hier ein ganzheitlicher Ansatz nötig ist. Entscheidend ist die Gesamtbelastung von Unternehmen durch direkte und indirekte CO<sub>2</sub>-Kosten im globalen Wettbewerb, um Carbon Leakage zu vermeiden und den Industriestandort Europa zu sichern und auszubauen.

Bei der Bewertung der Carbon Leakage Gefährdung einzelner Branchen muss berücksichtigt werden, dass es nicht um die Vergangenheit oder den Status Quo hinsichtlich des außereuropäischen Wettbewerbes geht, sondern um die Vermeidungspotentiale in der Zukunft. Somit müssen Herstellungskostendifferenzen, Transportkosten und Transportierbarkeit, sowie allgemeine Markteintrittsbarrieren stärker berücksichtigt werden als dies die historisch orientierte Betrachtung der aktuellen Bewertungsregeln tut.

Wegen der bestehenden Wertschöpfungsketten in der EU dürfen dabei auch nicht essentielle Vor- und Nebenprodukte vernachlässigt werden. Zum Beispiel sind Industriegase an sich keine global gehandelten Produkte, aber sind bedeutender Kostenfaktor beispielsweise in der Stahlproduktion, die ihrerseits unstrittig im globalen Wettbewerb steht.

Zu prüfen ist, ob der einheitliche sektorübergreifende Korrekturfaktor nach Art. 10a (5) EU ETS RL den Grundansatz der Entlastung von emissionshandelsbedingten Mehrkosten nicht aushebelt. Dies ist mit zunehmender Höhe zu erwarten. Der Effekt wird branchenspezifisch sein, da Minderungspotentiale nicht gleichmäßig verteilt sind. Insbesondere im Bereich der Prozessemissionen (vor allem Stahl- und Zementherzeugung) sind wirtschaftliche Break Through-Lösungen in den nächsten Dekaden nicht zu erwarten, wie es auch die aktuelle Low Carbon Steel Road Map von EUROFER zeigt. Von daher müssen hier geeignete branchenspezifische Regeln eingeführt werden.

## **2.2 Kompensation indirekter Effekte („Strompreiskompensation“)**

Neben der direkten Belastung mit Zertifikatskosten werden Unternehmen in der EU zunehmend durch überwälzte Zertifikatskosten in ihren Vorprodukten und Betriebsmitteln belastet. Dies ist für Strom bereits in der dritten Handelsperiode adressiert und soll auch auf Produkte ausgeweitet werden, die ihrerseits sehr stromintensiv sind, aber keine eigene Strompreiskompensation erhalten; beispielsweise Industriegase.

## **2.3 Nutzung von Emissionsrechten anderen Ursprungs (CERs, etc.)**

Die Nutzung von Emissionsrechten anderen Ursprungs (CERs, etc.) in der dritten Handelsperiode war relativ restriktiv. Aus unserer Sicht ist zu überlegen, die Möglichkeit auszuweiten, solche Zertifikate (CER, etc.) wieder verstärkt einzusetzen. Aus Klimaschutz Gesichtspunkten ist der geographische Ort der Emissionsminderung unerheblich; er muss keinesfalls in der EU liegen. Aus Wettbewerbs Gesichtspunkten macht es Sinn, den Unternehmen in der EU Zugang zu den kostengünstigsten Reduktionspotentialen zu geben, was auch einen positiven preisdämpfenden Effekt im EU Emissionshandel hätte. Vor dem Hintergrund eines geplanten Klimaabkommens mit Wirksamwerden in 2020 ergibt sich auch eine andere Konkurrenzsituation, weil Drittstaaten sich entscheiden müssten, ob sie solche Reduktionspotentiale zur Erfüllung ihrer eigenen Reduktionsverpflichtung nutzen, oder sie global handeln wollen.

Eine fortgesetzte Beschränkung der Nutzung von CERs, etc. nach 2020 ist ein Wettbewerbsnachteil für EU Unternehmen. EU Unternehmen sind dadurch gezwungen teurere CO<sub>2</sub>-Emissionsrechte einzusetzen als es zur bestmöglichen Kosteneffizienz nötig wäre.

## **2.4 Diskussion alternativer Ansätze zur Wettbewerbssicherung**

Theoretische Alternativen wie Grenzausgleichsmechanismen halten wir für nicht zielführend, weil der Verwaltungsaufwand und die fehlende Trennschärfe eine Sicherung der Wettbewerbsfähigkeit nicht notwendigerweise leisten könnten.

# **3 Förderung der Erneuerbaren Energien**

## **3.1 Europarechtlicher Ansatz**

Insbesondere wegen des schon europäisch umgesetzten Emissionshandels kann am ehesten hier eine Zusammenführung der unterschiedlichen Klimaschutzstränge auf europäischer Ebene erfolgen. Damit würde auch ein Weg eröffnet, EE-Technologien an die Standorte zu lenken, wo sie aus insbesondere klimatischen Gründen die größte Effizienz aufweisen (Sonnenenergie beispielsweise in Südeuropa). Gleichzeitig dürfte, bei einem steigenden EE-Anteil besonders bedeutsam sein, dass die Abhängigkeiten von Klimaeinflüssen (Sonne/Wind) geringer werden, weil die unterschiedlichen Klimazonen innerhalb Europas für einen Ausgleich sorgen. Dies setzt aber eine ausreichende Infrastruktur voraus, die auch auf EU-Ebene koordiniert werden muss.

Es kommt hinzu, dass eine möglichst vereinheitlichte europäische Vorgehensweise beim EE-Ausbau den europäischen Strombinnenmarkt am wenigsten belastet. Denn die derzeitigen nationalen Fördersysteme, die überwiegend durch Regulierung geprägt sind, führen zu entsprechenden Einschränkungen des Marktgeschehens, einer Ungleichverteilung der wirtschaftlichen Lasten und

suboptimalen Lösungen. Eine europäische Vorgehensweise beim EE-Ausbau würde zudem den momentan zu beobachtenden Subventionswettbewerb zur Förderung Erneuerbarer Energien zwischen den Mitgliedsstaaten der europäischen Union beenden.

### 3.2 Kernkriterien für eine grundlegende Reform der EE-Förderung

Neben der bereits erwähnten Integrationsfähigkeit in ein Gesamtinstrument des Klimaschutzes dürften die größtmögliche Kosteneffizienz bei der Zielerreichung und der Erhalt der Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Industrie als wesentliche und unerlässliche Kriterien anzusehen sein. Dabei ist nicht zu verhehlen, dass auch weitere Gesichtspunkte geltend gemacht werden, die aber angesichts der wirtschaftlichen Lage der Europäischen Union eine eher untergeordnete Bedeutung aufweisen.

Dem geltenden deutschen EEG (analoges gilt in Ländern mit vergleichbaren Fördermechanismen) werden gerade im Hinblick auf Kosteneffizienz besondere Bedenken entgegengehalten. Denn es vermittelt einen großen Anreiz, EE-Anlagen unabhängig vom Standort, der Netzanbindung, des Bedarfs und wirtschaftlichen Aspekten zu errichten und zu betreiben. Die Mindesteinspeisetarife bleiben, auch wenn sie degressiv gestaltet sind, über eine garantierte Dauer von 20 Jahren renditeträchtig und führen auf der Betreiberseite in vielen Fällen zu hohen Mitnahmeeffekten (Windfall Profits). Auch der Absatz des so produzierten Stroms ist gesichert, weil die Netzbetreiber verpflichtet sind, diesen Strom – auch bei negativen Strompreisen – und ohne Berücksichtigung der wirtschaftlichen Sicherung einer langfristigen Versorgung vorrangig abzunehmen. Zusätzlich entstehen durch diesen EE-Strom auch erhebliche Auswirkungen hinsichtlich der erforderlichen Netzkapazitäten, Transportleistungen und Volatilität, sowie Probleme mit kostenintensiven Reservekapazitäten zur Sicherung einer durchgehenden Stromversorgung.

Es gibt immer mehr Untersuchungen, die zeigen, dass hier ein *Subventionsgeschehen* stattfindet, das ineffizient ist und mitnichten die kosteneffizientesten Lösungen zum Zuge kommen lässt.<sup>1</sup> Es gibt deshalb eine Reihe von Vorschlägen, hier einen Paradigmenwechsel zu vollziehen, der dem wichtigen Thema der Kosteneffizienz Raum gibt. Hierzu gehören die nachfolgenden Aspekte.

#### 3.2.1 Intelligente Integration Erneuerbarer Energien in den Strommarkt

Die Erneuerbaren Energien Wind und Sonne haben den Nachteil, dass sie nicht permanent zur Verfügung stehen. Infolgedessen ist die Frage zu klären, wie ein Strommarkt auszusehen hat, der bei witterungsbedingtem Ausfall dieser Stromerzeugungsanlagen gleichwohl die

---

<sup>1</sup> Vgl. Expertenkommission Forschung und Innovation, Gutachten 2013 zur Forschung, Innovation und technologischer Leistungsfähigkeit Deutschlands, Seite 54 und 55

Versorgungssicherheit gewährleistet. In Betracht kommen *Kapazitätsmechanismen* unterschiedlichster Ausprägung.<sup>2</sup>

Eigene Kapazitätsmechanismen werden aber für alle Stromverbraucher kostenaufwendig sein. Es ist deshalb naheliegend, solche Mechanismen möglichst überflüssig zu machen. Dies könnte dadurch gelingen, dass die volatilen Einspeisungen von Strom zu verkaufsfähigen Stromprodukten zusammengeführt werden. In solchen Modellen sollen Händler und Energieversorger über eine so genannte „Systemstabilisierungsprämie“ angereizt werden fluktuierenden EE-Strom zu „veredeln“. Die Händler/Bilanzkreisverantwortlichen haben dabei die Auswahl zwischen verschiedensten Kapazitätsanbietern, zum Beispiel Kraftwerksbetreibern, Betreibern von Speichereinrichtungen oder regelbaren industriellen Lasten. Es ist zu erwarten, dass hierdurch marktgetrieben vertragliche und technische Reservelösungen entstehen, die aus EE-Strom marktfähige Produkte machen.

Wenn die Betreiber von EE-Anlagen den Strom zukünftig selbst vermarkten müssten, würden sie sich bedarfsgerechter verhalten. Denn nur bei aktuellem Bedarf würde eine Einspeisung zu einer entsprechenden Vergütung des Stroms führen. Selbstverständlich können die Anlagenbetreiber hierfür gegen Entgelt Dritte einschalten, so dass das Handling einer Selbstvermarktung zu keiner Überforderung führt.

### **3.2.2 Zeitlich befristete Zusatzförderung und Technologieneutralität**

Derzeit sind die Erneuerbaren Energien in Gänze noch nicht soweit, dass sie sich im Markt nur aufgrund des erzielten Verkaufserlöses durchsetzen könnten. Allerdings sind hier erhebliche Unterschiede zu konstatieren. Während die Stromgestehungskosten von Geothermie-, Offshore-Wind und PV-Kleinanlagen in Deutschland noch relativ weit von den Stromgestehungskosten konventioneller Kraftwerke entfernt sind, stehen Onshore-Wind-, Biogas- und PV-Freiflächenanlagen relativ kurz davor, auch ohne Förderung auszukommen.<sup>3</sup> Wegen der hohen Kosten bestimmter EE erscheint es mitunter notwendig, dem mit der Selbstvermarktung verbundenen Verkaufserlös des eingespeisten Stroms für die Zeit bis zur Marktreife noch eine zweite Finanzierungssäule an die Seite zu stellen, auch wenn damit temporär das Ziel der Kosteneffizienz konterkariert wird.

---

<sup>2</sup> So könnte man eine *strategische Reserve* aufbauen. Sie wird zentral als Back-up Kapazität im Rahmen einer Auktion beschafft und finanziert sich durch die Zahlungen aus dieser Auktion. Sie wird nur dann eingesetzt, wenn zu wenig Strom vorhanden ist und hierdurch der Strompreis einen vorab festgelegten (hohen) Auslösungspreis überschreitet. Eine Alternative bestünde in *Versorgungssicherheitsverträgen*, die einen Markt für Versorgungssicherheit schaffen. Dort wird sichere Leistung in einer Auktion von Anbietern sicherer Leistung bereitgestellt und vergütet. Die Preisbildung erfolgt unabhängig vom Spotmarkt. Vergleiche hierzu Gutachten des Energiewirtschaftlichen Instituts der Universität Köln (EWI), „Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign“, Endbericht einer Untersuchung für das Bundeswirtschaftsministerium, März 2012, Seite 4 ff.

<sup>3</sup> vgl. Fraunhofer ISE: „Stromgestehungskosten Erneuerbarer Energien“, Mai 2012, Seite 3 f., sowie DLR, Fraunhofer IWES: „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland...“, März 2012, Seite 211 ff.



Bei dieser zeitlich befristeten Finanzierungsergänzung stellt sich einerseits die Frage, ob jede einzelne Form der Erneuerbaren Energien eine auf die jeweilige Technik zugeschnittene eigene oder eine für alle Erneuerbaren Energien gleiche Förderung erhalten (Technologiedifferenzierung vs. Technologieneutralität) sollte. Andererseits ist zu klären, wie die Struktur der Förderung beschaffen sein soll (zusätzliche Marktprämien oder Zertifikatsystem für Erneuerbare Energien).

Das geltende deutsche System (analoges gilt in Ländern mit vergleichbaren Systemen) kennt nur die Technologiedifferenzierung, mit der Folge, dass die Erneuerbaren Energien nicht untereinander in Wettbewerb geraten, sondern jede Form der Erneuerbaren Energien eine eigenständige Entwicklung nehmen kann, unabhängig davon, was die anderen Erneuerbaren Energien an Fortschritten insbesondere im Hinblick auf Wirtschaftlichkeit, erzielen. Insoweit befinden sich die Erneuerbaren Energien jeweils in einem geschützten Bereich, der sie von den Anforderungen zur Erreichung der vollen Wirtschaftlichkeit tendenziell eher abhält und Innovationssprünge mehr verhindert als fördert.

Die Expertenkommission Forschung und Innovation (kurz EFI), die im Auftrage der deutschen Bundesregierung die Rahmenbedingungen für insbesondere Innovationen in Deutschland evaluiert, hat nicht zuletzt deshalb dem geltenden EEG mit seiner Technologiedifferenzierung schlechte Noten erteilt. Statische Effizienz sei immer nur dann gegeben, wenn der EE-Ausbau über den Ausgleich der Grenzkosten der Erzeugung erfolge, so dass die nächste Einheit an grünem Strom durch die günstigste Erzeugungsoption geliefert würde. Tatsächlich sei aber gemäß EEG die Einspeisevergütung je nach verwendeter Technologie unterschiedlich, weshalb kein Grenzkostenausgleich stattfinde. Beispielsweise würde Solarstrom wesentlich höher vergütet als Strom aus Windkraft, was dazu führe, dass völlig losgelöst vom Marktbedarf zu viel Solarstromkapazität aufgebaut werde. Das EE-Ausbauziel werde deshalb nicht mit dem kostenminimalen Technologie-Mix realisiert.<sup>4</sup>

Auch die deutsche Monopolkommission<sup>5</sup> ist mit ihrem Vorschlag eines Quotensystems der Auffassung, dass mittel- bis langfristig innerhalb der Erneuerbaren Energien wettbewerbliche Strukturen implementiert werden sollten. Die Europäische Kommission selbst unterstreicht, die Technologieneutralität im Hinblick auf eine Neuorientierung der Beihilfevorschriften in besonderer Weise.<sup>6</sup>

---

<sup>4</sup> so wortwörtlich Expertenkommission Forschung und Innovation: „Gutachten 2013 zur Forschung, Innovation und technologischer Leistungsfähigkeit Deutschlands“, Seite 54 und 55

<sup>5</sup> vgl. z.B. Pressemitteilung der Monopolkommission zum Sondergutachten „Energie 2011: Wettbewerbsentwicklung mit Licht und Schatten“ vom 13. September 2011, S. 4; siehe auch Ziffer 553 des Sondergutachtens

<sup>6</sup> Konsultationspapier der Generaldirektion Wettbewerb „Environmental and energy aid guidelines- Commission Issues Paper“, RdNr. 22

### 3.2.3. Marktpremien vs. Quote

Derzeit wird eine Kontroverse insbesondere in der wirtschaftswissenschaftlichen Literatur darüber geführt, ob die oben angesprochene Zusatzförderung über eine Marktpremie oder eine EE-Quote erfolgen soll.<sup>7</sup>

Eine Marktpremie wird vom Staat festgelegt. Eine Quote dagegen würde sich dadurch auszeichnen, dass sich der Preis für ein Zertifikat am Markt orientiert. Dies wird bspw. durch die Nachweisverpflichtung von Energieversorgungsunternehmen erreicht, dass ein Teil des von ihnen verkauften Stroms aus EE stammt. Dieser Nachweis kann durch die Errichtung Erneuerbarer Energien-Anlagen oder den Erwerb sog. „grüne Zertifikate“ erfolgen, die Betreiber von EE-Anlagen für eine bestimmte Strommenge erhalten. Diese wären auf einem Grünstrommarkt veräußerbar. Denkbar wäre auch, bestimmte Letztverbraucher mit einer eigenen Quotenverpflichtung zu belegen, damit unverzichtbare Entlastungsregelungen zum Erhalt der Wettbewerbsfähigkeit für diese leichter dargestellt werden können.

Folgende Aspekte haben bisher bei der Diskussion um die Quote eine Rolle gespielt:

#### - Grundsätzliche Fragestellung: Staatliche Festlegung von Preisen vs. Preisbildung am Markt

EFI weist darauf hin, dass ein Marktpremienmodell kaum marktpreisgerechte Anpassungen bei der Einspeisung anregen kann, da das Angebot von EE-Strom weitestgehend preisunelastisch sei. Diese mangelnde Nachfrageorientierung erhöhe nicht nur die Kosten der Systemintegration, sondern gefährde zudem die Versorgungssicherheit. Mehr Autarkie in der Grundversorgung durch den Einsatz Erneuerbarer Energien setze voraus, dass Strom bedarfsgerecht geliefert werden könne.<sup>8</sup> Auch deshalb wird eine Quotenlösung von diesem, die deutsche Bundesregierung beratenden, Gremium eindeutig favorisiert.

Zudem ist von Bedeutung, dass der durch einen Grünstrommarkt entstehende Wettbewerbsdruck Innovationen in besonderer Weise anreizt. Eine staatlich festgesetzte Marktpremie ist dagegen tendenziell immer in Gefahr auf dem erzielten Niveau des technischen Fortschritts zu verharren, wenn eine Überförderung über Jahre gesichert ist. Die ständige Auseinandersetzung mit dem Wettbewerb und den Wettbewerbern bei der Quote lässt deshalb auch die dynamische Effizienz steigen und führt eher zu grundlegenden Innovationen als es bei staatlich festgelegten Preisen der Fall wäre, so auch die EFI-Schlussfolgerungen.<sup>9</sup>

<sup>7</sup> Vgl. z.B. Haucap/Kühling: „Marktintegration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien“, wirtschafts- und rechtswissenschaftliches Gutachten im Auftrag des Sächsischen Staatsministeriums für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr, November 2012

<sup>8</sup> Expertenkommission Forschung und Innovation, a.a.O., Seite 56

<sup>9</sup> ebenda

## **- Zusammenführbarkeit der unterschiedlichen Klimaschutzstränge**

Bei der Ausgestaltung einer zusätzlichen EE-Förderung erscheint eine zertifikatsbasierte Instrumentierung überlegen. Hier können nämlich die Zertifikate („schwarze“ hinsichtlich ETS, „grüne“ hinsichtlich EE-Förderung und „weiße“ hinsichtlich der Energieeffizienzverbesserung) untereinander austauschbar werden, so dass die Flexibilität derjenigen, die Zertifikate vorweisen müssen, erhöht wird. Zudem wird dadurch sichergestellt, dass branchenunabhängig immer die wirtschaftlichsten Alternativen vorrangig umgesetzt werden. Vor diesem Hintergrund wäre eine Quotenlösung für langfristige Überlegungen der Integration der Klimaschutzinstrumente grundsätzlich besser geeignet, weil hier handel- und austauschbare Zertifikate die Grundlage bilden.

Wie in amerikanischen Bundesstaaten mit unterschiedlichen Zertifikatssystemen bereits praktiziert, könnte in Erwägung gezogen werden, Multiplikatoren einzuführen, die den unterschiedlichen Vermeidungskosten Rechnung tragen und den Zertifikaten voneinander abweichende Wertigkeiten zuführen. Dieser „Wechselkurs“ würde ein politisch vermutlich nicht gewünschtes Abwürgen des EE-Ausbaus (aufgrund immanenter hoher CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten) verhindern, auch wenn damit das Ziel der Kosteneffizienz konterkariert wird.

Denkbar wäre von daher auch ein Multiplikator der die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen berücksichtigt. In Stromnetzgebieten mit geringer CO<sub>2</sub>-Intensität (z.B. Skandinavien) wirkt sich die Stromerzeugung aus EE (oder Energieeffizienzsteigerungen) weniger stark auf den Klimaschutz aus als in Stromnetzgebieten mit hoher CO<sub>2</sub>-Intensität (z.B. Polen). Diese regionalen Unterschiede können in einem Multiplikator erfasst werden, der nicht politisch festgelegt wird, sondern sich aus dem jeweiligen aktuellen regionalen Erzeugungsmix ableitet und der durch Marktkräfte weiterentwickelt wird.

Wenn es letztendlich darum geht, einen internationalen Klimaschutz zu organisieren, könnte eine langfristig ausgerichtete, durchgängige, wettbewerbs- und zertifikatsbasierte Klimaschutzstrategie der EU eine „Andockmöglichkeit“ für andere Zertifikatssysteme bieten. Dabei wäre auch denkbar, dass sich interessierte Drittstaaten auch nur partiell einem solchem Gesamtsystem anschließen, wenn sie bspw. nur „grüne“ Zertifikate haben und hier an einem Wettbewerbsgeschehen teilhaben möchten.

## **4 Energieeffizienzverbesserung**

Der dritte Klimaschutzstrang ist die Steigerung der Energieeffizienz. Die EU hat eine Energieeffizienzrichtlinie erlassen, die die Mitgliedstaaten derzeit in nationales Recht umsetzen. Hierdurch sollen Energieeinsparungen herbeiführen werden, die über die gesamte Volkswirtschaft weitgehend mittels Energieeffizienzverbesserungen möglich erscheinen. Innerhalb der Industrie und

hier gerade innerhalb der energieintensiven Industrien sieht es aber anders aus. Wegen des hohen Kostendrucks werden wirtschaftlich vertretbare Maßnahmen bereits aus eigenem Antrieb umgesetzt, so dass hier ein deutlich geringeres Potential verbleibt. Dabei muss der nationale Gesetzgeber beachten, dass knapp die Hälfte aller Industrieanlagen bereits dem Emissionshandel unterliegt und diese deshalb weiteren Regelungen nicht mehr unterworfen werden dürfen. Geschähe dies gleichwohl, würde hinsichtlich dieser Anlagen eine kontraproduktive Doppelregelung vorgenommen. Der Emissionshandel zeichnet sich nämlich durch eine Zielvorgabe bezüglich der Emissionsabsenkung und der Freiheit der Anlagenbetreiber aus, den für die Zielerreichung günstigsten Weg selbst zu bestimmen. In diese Freiheit würde eingegriffen.

Davon unabhängig wäre für ein europäisches Energieeffizienzverbesserungssystem der Weg über eine Mengenvorgabe denkbar, deren Erfüllung über technische Maßnahmen oder Zertifikate nachzuweisen ist. Das hieße, dass für bestimmte, beispielsweise einem noch festzulegenden technischen Standard entsprechende technische Maßnahmen, sog. „weiße“ Zertifikate ausgestellt werden. Diese wären in einem eigenen Zertifikatemarkt handelbar. Hierdurch würde dem Anliegen der Kosteneffizienz der zu realisierenden Maßnahmen in besonderer Weise Rechnung getragen. Denn es würden sich in einem Marktgeschehen diejenigen Maßnahmen durchsetzen, die für das eingesetzte Geld das größte Maß an Klimaschutz gewährleisten. Entscheidend wäre hier eine Beteiligung des Gebäudesektors, da in der energetischen Sanierung wesentliche Potentiale liegen.

Es liegt auf der Hand, dass man solche weißen Zertifikate mit den anderen schwarzen und grünen Zertifikaten verbindet und hier ebenfalls die innere „Durchlässigkeit“ der Zertifikate zulässt.

Im Prinzip gelten die oben genannten Ausführungen zu der Zusammenführung der Klimaschutzstränge Emissionshandel und EE-Ausbau an dieser Stelle in gleicher Weise (siehe oben unter Zusammenführbarkeit der unterschiedlichen Klimaschutzstränge).

**Ansprechpartner:**

Dr.-Ing. Hans-Jörn Weddige  
Vice President Environment and Climate  
ThyssenKrupp AG  
ThyssenKrupp-Allee 1  
45143 Essen  
Deutschland

Tel.: +49 201 844 536096  
E-Mail: [hans-joern.weddige@thyssenkrupp.com](mailto:hans-joern.weddige@thyssenkrupp.com)