



# Die Mitverbrennung holzartiger Biomasse in Kohlekraftwerken.

Ein Beitrag zur Energiewende und zum Klimaschutz?

**Impressum.****Herausgeber.**

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)  
Regenerative Energien  
Chausseestraße 128 a  
10115 Berlin  
Tel: +49 (0)30 72 61 65-600  
Fax: +49 (0)30 72 61 65-699  
E-Mail: info@dena.de  
Internet: www.dena.de

**Autoren.**

Claudia Vogel, dena  
Michael Herr, dena  
Matthias Edel, dena  
Hannes Seidl, dena

**Layout.**

Katrin Schek, kursiv. Berlin

**Fotos.**

Barbara Dietl; clipdealer: rbiedermann, wiesel; PHOTOCASE:  
Annika Frey, s11, seraph, sinsonoor, tempelmeer

**Druck.**

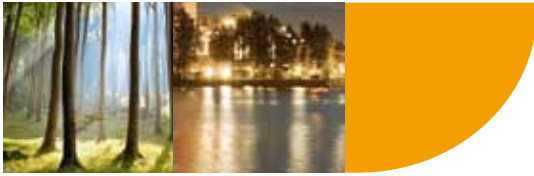
H&P Druck

Stand: August 2011

Alle Rechte sind vorbehalten. Die Nutzung steht unter dem  
Zustimmungsvorbehalt der dena.

Diese Publikation wurde erstellt mit freundlicher Unterstüt-  
zung durch die Vattenfall Europe AG.





# Inhalt.

<b>1</b>	<b>Zusammenfassung.</b> ....	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>Einleitung.</b> .....	<b>7</b>
<b>3</b>	<b>Holzartige Biomasse als Energieträger.</b> .....	<b>8</b>
	<b>3.1 Holzkatgorien und -qualitäten.</b> .....	<b>8</b>
	<b>3.2 Nutzung, Potenzial und Konkurrenzen von holzartiger Biomasse.</b> .....	<b>9</b>
	<b>3.3 Nachhaltigkeitsaspekte von holzartiger Biomasse.</b> .....	<b>11</b>
<b>4</b>	<b>Beitrag zum Klimaschutz.</b> .....	<b>14</b>
	<b>4.1 Spezifische Potenziale der CO<sub>2</sub>-Vermeidung.</b> .....	<b>14</b>
	<b>4.2 Absolute Potenziale der CO<sub>2</sub>-Vermeidung.</b> .....	<b>16</b>
<b>5</b>	<b>CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten.</b> .....	<b>17</b>
<b>6</b>	<b>Beitrag der Systemintegration von erneuerbaren Energien.</b> ..	<b>19</b>
<b>7</b>	<b>Ziel: Nachhaltige internationale Biomassemärkte.</b> .....	<b>21</b>
<b>8</b>	<b>Wirtschaftlichkeit der Biomassemitverbrennung.</b> .....	<b>22</b>
<b>9</b>	<b>Fazit und Ausblick.</b> .....	<b>25</b>
	<b>Anhang.</b> .....	<b>26</b>
	<b>Abbildungsverzeichnis.</b> .....	<b>30</b>
	<b>Literaturverzeichnis.</b> .....	<b>31</b>
	<b>Abkürzungen.</b> .....	<b>33</b>
	<b>Glossar.</b> .....	<b>34</b>

## 1 Zusammenfassung.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien ist seit dem Energiekonzept vom Herbst 2010 ein prominentes Ziel der Bundesregierung. Mit dem Beschluss zur Energiewende im Juni 2011 zog die Bundesregierung die Konsequenzen aus der Havarie im Kernkraftwerk Fukushima und bekräftigte, dass die Dekarbonisierung der Energieversorgung kurz- bis langfristig vor allem durch den Ausbau erneuerbarer Energien erreicht werden soll. Die Mitverbrennung holzartiger Biomasse in Kohlekraftwerken kann bei der Erreichung dieser Ziele eine wichtige Rolle einnehmen.

Holz ist ein sehr heterogener Energieträger, der von Stückgut über Hackschnitzel bis hin zu hochveredelten Pellets reicht. Durch die Zerkleinerung, Trocknung und Verdichtung von Holz werden die **Eigenschaften von Holz** denen von Kohle ähnlicher und der Anteil, der technisch und logistisch sinnvoll in Kohlekraftwerken mitverbrannt werden kann, erhöht sich dadurch. Die Mitverbrennung von zehn Prozent holzartiger Biomasse in Form von Holz hackschnitzeln wird als technisch unbedenklich erachtet; vielversprechend ist die Erhöhung der Mitverbrennungsanteile auf bis zu 50 Prozent durch den Einsatz veredelter Holzpellets.

Die Mobilisierung der dafür erforderlichen **Holzpotenziale** stößt in Deutschland an ihre Grenzen, da die Holznutzung für den Bau, die Papier- und Möbelindustrie sowie die energetische Nutzung bereits weit fortgeschritten sind. Im Anbau von Kurzumtriebsplantagen (KUP), vor allem aber im Import von holzartiger Biomasse bestehen allerdings noch erhebliche unerschlossene Potenziale. Allein die weltweiten Potenziale an Resthölzern aus der Forstwirtschaft und der Weiterverarbeitung sowie von Abfallholz übertreffen den im Jahr 2020 erwarteten globalen Bedarf an Holzenergie.

Eine Prämisse für die Erschließung dieser Potenziale ist die Einhaltung von **Nachhaltigkeitskriterien** bei der Biomassebereitstellung und -nutzung. In Deutschland gelten bereits Nachhaltigkeitsanforderungen für flüssige Biomasse und Biokraftstoffe, welche den Schutz von Flächen mit hohem Kohlenstoffbestand

und hoher Biodiversität, Regeln zum Anbau von Biomasse und Kriterien zum Treibhausgasvermeidungspotenzial umfassen. Die Übertragung auf die energetische Nutzung von fester und gasförmiger Biomasse zur Stromerzeugung wird angestrebt, ist jedoch bisher unverbindlich und wurde nur von wenigen Akteuren umgesetzt.

Ein wichtiges Nachhaltigkeitskriterium stellt die Treibhausgasvermeidung dar. Die direkte Substitution von Kohle durch holzartige Biomasse birgt ein hohes **Treibhausgasvermeidungspotenzial**, denn die Kohlekraftwerke sind für einen Großteil der rund 309 Mio. t CO<sub>2aq</sub> Treibhausgasemissionen bei der Stromerzeugung in Deutschland verantwortlich. Das absolute CO<sub>2</sub>-Vermeidungspotenzial beträgt im deutschen Kohlekraftwerkspark je nach Mitverbrennungsanteil zwischen 28 Mio. t CO<sub>2aq</sub> (10 Prozent Mitverbrennung) und rund 140 Mio. t CO<sub>2aq</sub> (50 Prozent Mitverbrennung) pro Jahr.

Die Kosten für die Treibhausgasvermeidung leiten sich bei der Mitverbrennung im Wesentlichen von der Differenz zwischen den Beschaffungskosten für Kohle und Holzenergieträger, den ersparten Kosten für den Erwerb von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten sowie von den Investitionen in bauliche Änderungen ab. Menge und Art der eingesetzten Biomasse sowie Infrastruktur des Kohlekraftwerks bestimmen, ob und in welchem Umfang bauliche Änderungen und Neuanschaffungen zur Mitverbrennung getätigt werden müssen. Die **Treibhausgasvermeidungskosten** für die Mitverbrennung von zehn Prozent verschiedener holzartiger Energieträger in Steinkohlekraftwerken betragen zwischen 27 – 54 Euro/t CO<sub>2aq</sub>. In Braunkohlekraftwerken liegen die Treibhausgasvermeidungskosten bei gleichem Mitverbrennungsanteil und Verwendung der gleichen holzartigen Energieträger mit 52 – 89 Euro/t CO<sub>2aq</sub> höher als in Steinkohlekraftwerken, da Braunkohle in der Beschaffung deutlich preisgünstiger ist als Steinkohle.

Im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energien sind die Treibhausgasvermeidungskosten der Mitverbrennung holzartiger Biomasse in Kohlekraftwerken niedrig. Die in der nachstehen-



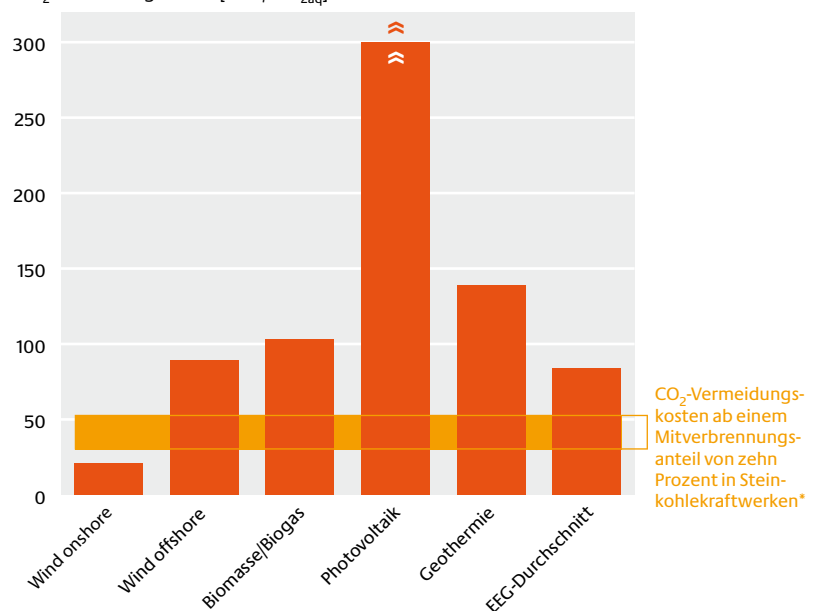
den Abbildung dargestellten **Treibhausgasvermeidungskosten für im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) geförderte Technologien** zeigen, dass nicht nur die meisten erneuerbaren Energien, sondern auch der EEG-Durchschnitt mit rund 80 Euro/t CO<sub>2aq</sub> oberhalb der Mitverbrennungswerte liegen. Perspektivisch könnten die durchschnittlichen Treibhausgasvermeidungskosten bei der EEG-Förderung sogar noch steigen, da die größten Ausbauerwartungen derzeit an die kostenintensiveren Technologien Wind offshore, Photovoltaik, Biomasse-(Heiz-)Kraftwerke und Biogasanlagen (Biomasse / Biogas) gerichtet werden.

Die anvisierte Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung und damit die Integration hoher Anteile fluktuierender Energiequellen wie Wind und Photovoltaik erfordert eine weitgehende Umgestaltung des Energieversorgungssystems. Neben Maßnahmen wie dem Ausbau der Netzinfrastruktur, dem Bau von Speichern und der Flexibilisierung der Nachfrageseite gilt es, zur Gewährleistung der **Versorgungssicherheit** in Deutschland jederzeit in ausreichendem Maß gesicherte Stromerzeugungsleistung vorzuhalten.

Eine weitere Herausforderung bei der Integration fluktuierender erneuerbarer Energien stellen unvorhergesehene Abweichungen von Stromangebot und -nachfrage dar, die jederzeit und kurzfristig durch **Regelenergie** ausgeglichen werden müssen. Gegenwärtig wird Regelenergie hauptsächlich von thermischen Kraftwerken (v. a. Kohle- und Gaskraftwerke) zur Verfügung gestellt. Die Mitverbrennung holzartiger Biomasse in Kohlekraftwerken ist eine gute Möglichkeit, den Anteil erneuerbarer Energien im Energiesystem zu erhöhen und gleichzeitig gesicherte Kraftwerksleistung und wichtige Systemdienstleistungen (u. a. Frequenz- und Spannungshaltung) bereitzustellen.

Auch der Ausbau der energetischen Biomassenutzung steht vor großen Herausforderungen, denn der zusätzliche Bedarf an holzartiger Biomasse wird die Nachfrage nach Importen steigern. Für die Mitverbrennung von holzartiger Biomasse in

CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten [Euro/tCO<sub>2aq</sub>]

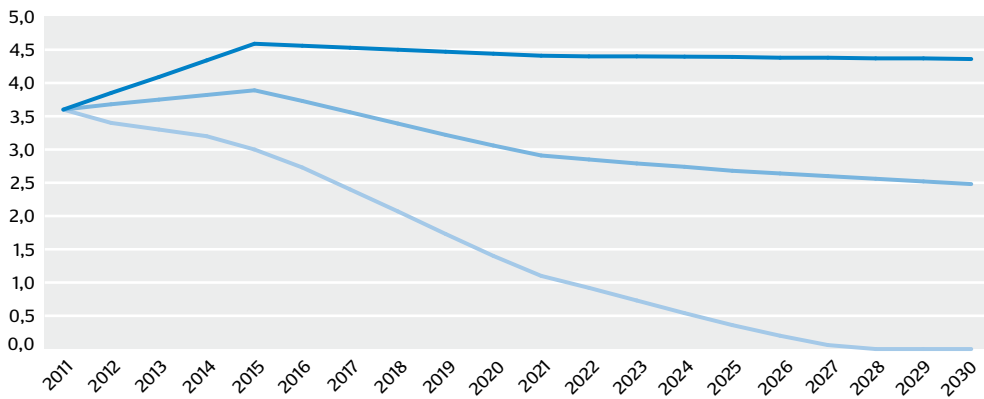


\* Eine Erhöhung des Mitverbrennungsanteils reduziert tendenziell die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten

CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten verschiedener im Rahmen des EEG geförderter erneuerbarer Energien [auf Basis von IfNE 2010; BMU 2010].

Kohlekraftwerken werden ebenfalls Importe benötigt. Dafür müssen **nachhaltige internationale Biomassemärkte** geschaffen und Logistikkapazitäten verfügbar gemacht werden. Nachhaltigkeitskriterien, deren Einführung im Bereich der Stromerzeugung derzeit diskutiert wird, stellen eine wichtige Voraussetzung für den großskaligen Import von holzartiger Biomasse dar. Wann und wie diese Kriterien eingeführt und wie schnell nennenswerte Mengen zertifiziert sein werden, ist derzeit nicht absehbar. Da jedoch Kohlekraftwerke über relativ große Umschlags- und Lagerkapazitäten verfügen, sind logistische Voraussetzungen vorhanden, um größere Biomasseimporte abzuwickeln.

Förderhöhe  
je erzeugter kWh  
aus Biomasse [ct/kWh<sub>el</sub>]



**Preisszenario  
niedrig (2030)**

Steinkohle:  
13 €/MWh  
CO<sub>2</sub>-Zertifikate:  
24 €/t<sub>CO2</sub>

**Preisszenario  
moderat (2030)**

Steinkohle:  
17 €/MWh  
CO<sub>2</sub>-Zertifikate:  
36 €/t<sub>CO2</sub>

**Preisszenario  
hoch (2030)**

Steinkohle:  
23 €/MWh  
CO<sub>2</sub>-Zertifikate:  
52 €/t<sub>CO2</sub>

*Entwicklung des spezifischen Förderbedarfs bei einem Mitverbrennungsanteil von zehn Prozent Pellets in Steinkohlekraftwerken unter Berücksichtigung verschiedener Preisszenarien aus der BMU Leitstudie 2010 [auf Basis von: BMU 2010]*

Die Mehrkosten für den Einsatz holzartiger Biomasse in Kohlekraftwerken inklusive zusätzlicher Investitionen für genannte Logistikkapazitäten können durch vermiedene Kosten für den Kauf von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten derzeit nicht ausgeglichen werden. Unter aktuellen Rahmenbedingungen beträgt die Differenz zwischen Mehrkosten und vermiedenen Ausgaben aus der Mitverbrennung von zehn Prozent Holzpellets im deutschen Steinkohlekraftwerkspark ca. 484 Mio. Euro. Daran anknüpfend sind in der oben dargestellten Abbildung drei Szenarien zum Förderbedarf der Biomassemitverbrennung in Kohlekraftwerken dargestellt. Unter moderaten und hohen Preisszenarien bei Steinkohle und CO<sub>2</sub>-Zertifikaten ist der Förderbedarf ausgehend von 3,6 Cent/kWh<sub>el</sub> im Jahr 2011 tendenziell rückläufig.

Zusammenfassend bietet die Mitverbrennung holzartiger Biomasse in Kohlekraftwerken eine Option, relativ schnell den Anteil erneuerbarer Energien im Energiesystem zu erhöhen, international nachhaltige Biomassemärkte und dafür erforderliche Infrastrukturen zu etablieren sowie einen zusätzlichen Beitrag zum Klimaschutz zu leisten.



## 2 Einleitung.

Der deutsche Energiemarkt ist in Bewegung geraten. Mit dem Beschluss zur Energiewende hat die Bundesregierung die ambitionierten Ziele ihres Energiekonzepts vom September 2010 zur Verringerung von Treibhausgasemissionen nochmals bekräftigt und betont, dass dafür der beschleunigte Ausbau erneuerbarer Energien erforderlich ist. Bis zum Jahr 2020 sollen der Anteil der erneuerbaren Energien auf mindestens 35 Prozent der Stromerzeugung steigen und die Treibhausgasemissionen ggü. dem Jahr 1990 um 40 Prozent verringert werden. Dafür ist bei der Stromerzeugung eine Verdopplung des Anteils der erneuerbaren Energien von 2010 bis 2020 erforderlich. Das Jahr 2020 stellt dabei lediglich einen Meilenstein auf dem Weg zu einer nahezu klimaneutralen Stromerzeugung im Jahr 2050 dar.

Diese Studie gibt einen Überblick über die Möglichkeiten der Mitverbrennung von holzartiger Biomasse in Kohlekraftwerken zur direkten Reduzierung der hohen Treibhausgasemissionen aus der Stromerzeugung in Kohlekraftwerken. In diesem Zusammenhang wird auch der potenzielle Beitrag der Mitverbrennung zur angekündigten Energiewende sowie der entsprechende Förderbedarf betrachtet.

Die Untersuchung startet mit einer Darstellung der verschiedenen Holzarten und ihrer Eignung für die Mitverbrennung. Wo zukünftig wie viel Holz verfügbar ist, wird im Anschluss skizziert. In Bezug auf die Bereitstellung der holzartigen Biomasse spielen die Produktion und der Transport eine wichtige Rolle. Die Schaffung von nachhaltigen nationalen und internationalen Biomassemärkten ist eine Prämisse für den angestrebten Ausbau der energetischen Biomassenutzung. Die Studie stellt daher verschiedene Nachhaltigkeitskriterien und -richtli-

nien vor und vergleicht das Treibhausgasvermeidungspotenzial unterschiedlicher holzartiger Energieträger beim Einsatz in Kohlekraftwerken. Daran anknüpfend werden die Treibhausgasvermeidungskosten für die Mitverbrennung holzartiger Biomasse in Kohlekraftwerken berechnet und mit den Werten für andere erneuerbare Energien verglichen. Im Zusammenspiel mit einem wachsenden Anteil fluktuierend einspeisender erneuerbarer Energien wie Wind- und Solarenergie gewinnt die Systemintegration zunehmend an Bedeutung. Welche Rolle der Mitverbrennung von holzartiger Biomasse in Kohlekraftwerken dabei zukommt, wird im Anschluss erläutert.

Abschließend werden die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die Mitverbrennung von holzartiger Biomasse unter verschiedenen Szenarien zur Entwicklung der Preise für Kohle und Emissionszertifikate untersucht. Damit wird aufgezeigt, wie hoch eine Förderung theoretisch sein müsste, damit die Mitverbrennung von holzartiger Biomasse unmittelbar einen Beitrag zum Klimaschutz und zur angekündigten Energiewende leisten kann.



## 3 Holzartige Biomasse als Energieträger.

### 3.1. Holzkategorien und -qualitäten.

Biomasse ist ein sehr heterogener Energieträger. Für die Mitverbrennung eignet sich aufgrund der Brennstoffeigenschaften wie z. B. Wassergehalt und chemische Zusammensetzung vor allem Biomasse, die zum Zeitpunkt ihrer Nutzung in fester Form vorliegt (feste Biomasse). Holz zählt dazu und fällt an unterschiedlichen Orten und in vielfältiger Form an. Je nach Aufkommensort kann zwischen Derbholz (Waldholz mit einem Durchmesser größer als 7 cm) und Waldrestholz, Plantagenholz, Holz aus der Landschaftspflege (z. B. Straßenbegleitgrün), Reststoffen aus der Holzverarbeitenden Industrie sowie Altholz unterschieden werden.

Einige dieser Holzkategorien wie z. B. Stammholz oder Derbholz sind aufgrund bestehender Anwendungen im Möbel- oder Bausektor oder aufgrund von Sondergenehmigungen bei der energetischen Nutzung z. B. von kontaminiertem Altholz nicht sinnvoll für die Mitverbrennung in Kohlekraftwerken nutzbar.

Die Eignung von holzartiger Biomasse für die Mitverbrennung in Kohlekraftwerken ist vor allem von der Aufbereitung (Stückgut, Hackschnitzel oder Pellets), dem Wassergehalt und damit auch der Energiedichte abhängig. Durch die Zerkleinerung von Holz in Hackschnitzel bzw. das Trocknen und Verdichten zu

Pellets kann der Wassergehalt verringert und die Energiedichte erhöht werden. Die Torrefizierung<sup>1</sup> stellt eine Möglichkeit dar, durch ein thermisches Verfahren holzartige Biomasse zusätzlich zu veredeln. Wie das Beispiel veredelter Pellets in Tabelle 1 verdeutlicht, kommt holzartige Biomasse durch Pelletierung und Torrefizierung den Eigenschaften von Kohle näher. Dies erlaubt, den Anteil der holzartigen Biomasse, der aus technischen und logistischen Gesichtspunkten sinnvoll beigemischt werden kann, zu steigern. Zwar steht die industrielle Produktion von torrefizierter Biomasse noch in den Anfängen, jedoch wird ein Beimischungsanteil von bis zu zehn Prozent Biomasse in Form von Hackschnitzeln in Bezug auf den Energiegehalt in den meisten Kohlefeuerungsanlagen als technisch unbedenklich erachtet [Kaltschmitt et al 2009].

<sup>1</sup> Torrefizierung bezeichnet die thermische Behandlung von Biomasse, die dem Rösten von z. B. Kaffeebohnen ähnlich ist. Anhand der Torrefizierung kann der Wassergehalt von holzartiger Biomasse auf unter fünf Prozent gesenkt und die Biomassestruktur von faserartig zu spröde verändert werden. Torrefizierte Biomasse lässt sich deshalb nicht nur besser lagern, sondern auch einfacher mahlen als naturbelassenes Holz, was beim Einsatz in Kohlekraftwerken in der Regel erforderlich ist.

	Einheit	Hackschnitzel	Stückgut (Scheitholz)	Pellets	Veredelte Pellets	Braunkohle	Steinkohle
Typischer Wassergehalt	%	35-50	35-50	<10	<5	40-50	<10
Schüttdichte	kg/m <sup>3</sup>	314-408	490-638	650	750	740	870
Energiedichte	MWh/m <sup>3</sup>	0,3-0,6	0,5-0,9	3,2	4,3	1,9	6,1

Tabelle 1: Brennstoffeigenschaften von Biomasse und Kohle bei brennstofftypischen Wassergehalten [auf Basis von: Kaltschmitt et al 2009, IBS Ingenieurbüro für Haustechnik Schreiner 2009].





Bei höheren Beimischungsanteilen von nicht bzw. geringfügig veredelter Biomasse sind in der Regel nicht nur erhebliche Umbaumaßnahmen erforderlich, sondern es werden auch feuerungstechnische Schwierigkeiten erwartet. Durch die Nutzung von qualitativ hochwertiger Biomasse wie z. B. Holzpellets oder veredelten Holzpellets können diese Hindernisse umgangen und der Beimischungsanteil erhöht werden. Aufgrund der vergleichsweise hohen Energiedichte und der geringen Verunreinigungen sind bei veredelten Holzpellets perspektivisch Beimischungsanteile von bis zu 50 Prozent möglich bzw. werden zurzeit in der Praxis erprobt [IEA Bioenergy Task 32 2009].

Die Heterogenität der holzartigen Biomasse führt dazu, dass der Anteil der Beimischung aus technischen Gründen vor allem von der Qualität des holzartigen Energieträgers und der Feuerungstechnik abhängig ist. Generell ist ein Beimischungsanteil von zehn Prozent Biomasse geringer Qualität (z. B. Hackschnitzel) möglich. Höhere Beimischungsanteile bis hin zu 50 Prozent Biomasse mit hoher Energiedichte und geringen Verunreinigungen (z. B. Holzpellets) werden derzeit diskutiert und untersucht.

**3.2. Nutzung, Potenzial und Konkurrenzen von holzartiger Biomasse.**

Deutschland ist ein walddreiches Land und die Nutzung von Holz zur Herstellung von Möbeln, Papier oder Zellstoff besitzt, wie die energetische Nutzung von Holz, eine lange Tradition. Vor allem dank verschiedener Fördermaßnahmen nahm die energetische Nutzung von Holz im häuslichen Bereich (Kaminöfen, Pelletfeuerungen) aber auch zur Stromerzeugung in der Vergangenheit deutlich zu. Heute wird knapp die Hälfte des Holzes in Deutschland energetisch genutzt. Für die Zukunft wird mit einem weiteren Anstieg der energetischen Holznutzung gerechnet. Wie hoch dieser Anstieg ausfallen wird, hängt u. a. von der Etablierung neuer Technologien wie der Bereitstellung von Biokraftstoffen aus holzartiger Biomasse ab.

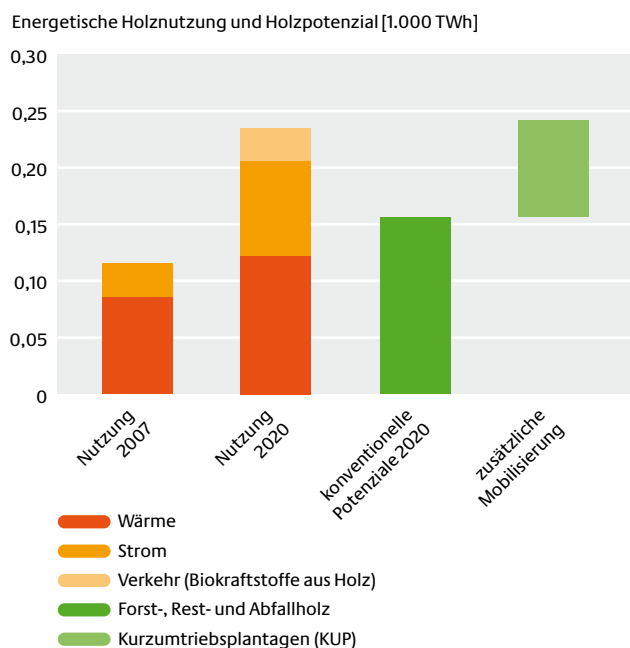


Abbildung 1: Nationale Holznutzung und Holzpotenziale [auf Basis von: DBFZ 2009]

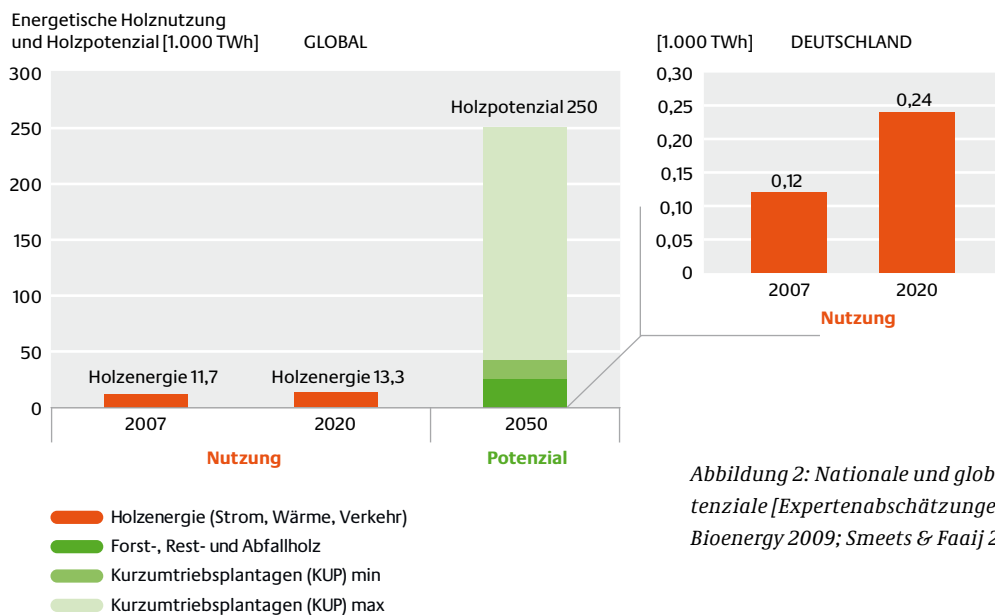


Abbildung 2: Nationale und globale Holznutzung und Holzpotenziale [Expertenabschätzungen im Rahmen von: IPCC 2011; IEA Bioenergy 2009; Smeets & Faaij 2007; DBFZ 2009; IEA 2009].

Unter Berücksichtigung des Holzbedarfs der stofflichen Nutzung wie z. B. Stammholz oder auch Sägenebenprodukten zur Herstellung von Werkstoffen wird deutlich, dass die **inländischen Holzpotenziale** (siehe Abbildung 1) für die energetische Nutzung begrenzt sind. Um dennoch die energetische Nutzung von holzartiger Biomasse weiter auszubauen, ist folglich die Erschließung zusätzlicher Holzpotenziale erforderlich. Den Bedürfnissen von Natur und Umwelt ist bei der zusätzlichen Holznutzung Rechnung zu tragen, weshalb sich die Potenzialermittlung auf nachhaltig geerntetes Holz beschränkt. Vielversprechend und bereits auf einigen Flächen in Deutschland und anderen EU-Staaten erprobt sind sogenannte Kurzumtriebsplantagen (KUP). Dies sind Anpflanzungen von Baumarten wie Pappel oder Weide, welche aufgrund ihres schnellen Wachstums hohe Erträge erzielen und ähnlich wie Ackerpflanzen geerntet werden können.

Im **globalen Kontext** wird davon ausgegangen, dass die energetische Holznutzung für Strom, Wärme und Verkehr auf 13.300 TWh im Jahr 2020 steigt (siehe Abbildung 2). In den ausgewerteten Potenzialstudien (Aussagen nur für 2050 verfügbar) wird geschätzt, dass der daraus resultierende Holzbedarf durch die global verfügbare Menge an Forst-, Rest- und Abfallhölzern in Höhe von rund 28.000 TWh befriedigt werden könnte. Im Zusammenhang mit dem Klimawandel gewinnen in der Forstwirtschaft auch Holzpotenziale an Bedeutung, die nach Kalamitäten wie Schädlingsbefall oder Stürmen in großen Mengen anfallen können [IPCC 2011].

Weltweit betrachtet stellen Kurzumtriebsplantagen (KUP) und die Aufforstung von degradierten<sup>2</sup> Flächen ein großes allerdings mit Unsicherheiten behaftetes Potenzial dar. Ob zukünftig landwirtschaftliche Flächen in großem Umfang für den Anbau von KUP verfügbar werden, hängt vor allem von Verbesserungen in der landwirtschaftlichen Produktion weltweit ab. In vielen Regionen der Erde bestehen erhebliche Potenziale zur Ertragssteigerung, die den steigenden Bedarf nach Nahrungsmitteln kompensieren können. Die globale Forstwirtschaft und die nach der Nutzung anfallenden Abfallholzmengen bergen jedoch auch ohne den Anbau von KUP auf landwirtschaftlichen oder degradierten Flächen ein enormes Potenzial an Holzressourcen. Wie Abbildung 2 zeigt, würde eine Verdopplung der energetischen Holznutzung bis zum Jahr 2020 in Deutschland lediglich rund ein Promille der global verfügbaren Energieholzreserven in Höhe von 250.000 TWh/a<sup>3</sup> entsprechen. Auch im Vergleich zu der prognostizierten globalen Verbrauchsentwicklung von rund 13.300 TWh/a stellt dies einen geringen Wert dar.

Holz ist eine nachwachsende, aber vor allem im regionalen Kontext begrenzte Ressource, weshalb lokal und temporär **Nutzungskonkurrenzen** auftreten können. Trotz der fortgeschrittenen Holznutzung in Deutschland bestehen noch erhebliche Potenziale, das Holzaufkommen zu steigern. Des Weiteren existieren enorme globale Holzpotenziale, die bisher weitestgehend unerschlossen sind. Noch steht der Import von

<sup>2</sup> Der Begriff „degradiert“ bezeichnet Flächen, die zum Beispiel aufgrund von Trockenheit, Erosion oder Schadstoffeintrag vergleichsweise niedrige Erträge liefern, für die Nahrungs- und Futtermittelproduktion ungeeignet sind oder nicht mehr genutzt werden.

<sup>3</sup> Ein TWh Holz entspricht rund 0,396 Mio. m<sup>3</sup> Holz.



Energieholz in den Anfängen. Sofern eine nachhaltige Holzbereitstellung gewährleistet ist, könnten Holzimporte einen wichtigen Beitrag zum zukünftigen Ausbau der energetischen Holznutzung auch in Deutschland leisten.

### 3.3. Nachhaltigkeitsaspekte von holzartiger Biomasse.

Eine nachhaltige energetische Nutzung von Biomasse ist Ziel der Europäischen Union und wird von der Bundesregierung gefördert. Deutschland hat bereits die im Jahr 2009 formulierten Nachhaltigkeitskriterien der EU-Richtlinie 2009/28/EG (Erneuerbare-Energien-Richtlinie) in nationales Recht umgesetzt. Diese gelten für flüssige Biomasse im Rahmen der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachV) sowie flüssige und gasförmige Biomasse im Zusammenhang mit der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung (Biokraft-NachV). Am 25. Februar 2010 hat die Europäische Kommission in Anlehnung an die Erneuerbare-Energien-Richtlinie Empfehlungen zu Nachhaltigkeitskriterien für die Nutzung fester und gasförmiger Biomasse bei der Stromerzeugung, Heizung und Kühlung (KOM(2010)11) gegeben. Die Befolgung dieser Empfehlungen ist jedoch freiwillig, und wurden bisher von keinem EU-Mitgliedstaat explizit in nationales Recht umgesetzt. Die Empfehlungen und Richtlinien der Europäischen Kommission beinhalten folgende Nachhaltigkeitsaspekte für die energetische Nutzung von Biomasse [Richtlinie 2009/28/EG; KOM(2010)11]:

- Schutz von Ökosystemen mit großer biologischer Vielfalt und hohem Kohlenstoffbestand
- Effizienz bei der Energieumwandlung
- Soziale Aspekte
- Treibhausgasminimierung

Der Schutz von Ökosystemen bedeutet, dass Biomasse zum einen nicht von Flächen stammen darf, die eine hohe biologische Vielfalt aufweisen, als Naturschutzfläche ausgewiesen wurden oder Primärwälder sind. Zum anderen sollen in Bezug auf holzartige Biomasse der Entwaldung und der überhöhten Entnahme von forstwirtschaftlichen Reststoffen sowie

Baumstümpfen vorgebeugt werden. Zur Überprüfung der Nachhaltigkeit in der Forstwirtschaft existieren freiwillige Zertifizierungssysteme. In der EU sind bereits 45 Prozent der Wälder zertifiziert, weltweit sind es jedoch nur acht Prozent [KOM(2010)11].

Die Effizienz der Energieumwandlung ist ein prominentes Ziel der Europäischen Kommission und der Bundesregierung. Gerade bei der Nutzung holzartiger Biomasse zur Strom- und Wärmegewinnung bestehen Potenziale zur Steigerung der Wirkungsgrade. Deshalb empfiehlt die Europäische Kommission, hohe Umwandlungswirkungsgrade, z. B. durch Kraft-Wärme-Kopplung bei der Strom- und Wärmegewinnung aus Biomasse, besonders zu fördern.

Bisher wurden keine verbindlichen Kriterien im Hinblick auf soziale Aspekte bei der energetischen Nutzung von Biomasse definiert. Die Europäische Union berichtet jedoch ab 2012 regelmäßig insbesondere über die Auswirkungen auf die Nahrungsmittelpreise, Landnutzungsrechte und die Einhaltung internationaler Arbeitsstandards. Damit die Interessen der lokalen Bevölkerung in Entwicklungs- und Schwellenländern geschützt werden, schlägt die Europäische Union ggf. Korrekturen vor.

Der Treibhausgasminimierung kommt bei der Nutzung holzartiger Biomasse in der Strom- und Wärmegewinnung eine zentrale Rolle zu. Im Bericht KOM(2010)11 werden in Anlehnung an die Erneuerbare-Energien-Richtlinie sowohl eine Berechnungsmethodik für Treibhausgasemissionen vorgeschlagen, als auch Kriterien für die Treibhausgasminimierung empfohlen. Demnach sollen durch die energetische Nutzung von Biomasse mindestens 35 Prozent Treibhausgasemissionen gegenüber einem fossilen Referenzwert eingespart werden. Im Jahr 2017 soll die Treibhausgasminimierung auf 50 Prozent steigen und ab 2018 für Neuanlagen sogar 60 Prozent betragen. Die Berücksichtigung von Treibhausgasemissionen bei der energetischen Nutzung holzartiger Biomasse ist ein Novum, da sowohl im Rahmen des EU-Emissionshandelssystems der Einsatz von Holz in Kohlekraftwerken als auch bei EEG-geförderten Biomasse-

anlagen die Treibhausgasemissionen von holzartiger Biomasse mit „null“ bilanziert werden. Die energetische Holznutzung wird in diesen Systemen als „emissionsfrei“ betrachtet.

Anders als bei konventionellen Energieträgern üblich schreibt die von der EU vorgegebene Methode zur Berechnung der Treibhausgasemissionen eine komplette Lebenszyklusanalyse der energetischen Biomassenutzung vor. Das bedeutet, dass alle Treibhausgasemissionen, die bei Anbau, Ernte und Gewinnung der Biomasse, der anschließenden Verarbeitung der holzartigen Biomasse zu einem Energieträger (z. B. Sägespäne zu Pellets) ebenso berücksichtigt werden wie Emissionen, die beim Transport und dem Vertrieb der holzartigen Biomasse/ Energieträger entstehen. Schließlich werden die durch die Verbrennung der holzartigen Biomasse in thermischen (Heiz-) Kraftwerken gegenüber der Bereitstellung von Strom und Wärme aus konventionellen Energieträgern vermiedenen Treibhausgasemissionen miteinander verglichen. Aus methodischer Sicht wären demnach auch die Emissionen bei Erzeugung und Transport der konventionellen Energieträger in die Berechnung der Treibhausgasemissionen einzubeziehen.

Nach der oben genannten Methode werden für Abfälle und forstwirtschaftliche Reststoffe pauschal keine Emissionen für die Verarbeitung berechnet, sondern nur die Emissionen berücksichtigt, die beim Transport entstehen. Des Weiteren wird für den Anbau von z. B. schnellwachsenden Baumarten auf bestimmten degradierten Flächen ein Bonus von 104 g

$\text{CO}_{2\text{äq}}/\text{kWh}_{\text{EE}}$  gewährt, da diese Flächen nicht in Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion stehen. Schließlich finden bei der Umwandlung der holzartigen Biomasse in Strom und/oder Wärme die Wirkungsgrade Berücksichtigung.

Im Bericht KOM(2010)11 sind für Modellfälle der Bereitstellung von holzartiger Biomasse typische Treibhausgasemissionen ausgewiesen (siehe Tabelle 2). Es wird dabei zwischen der Bereitstellung von Reststoffen sowie dem Anbau von schnellwachsenden Baumarten in Kurzumtriebsplantagen (KUP) differenziert. Des Weiteren wird zwischen Hackschnitzeln und Pellets unterschieden, da für die Aufbereitung von Holz zu Pellets zusätzlicher Energieaufwand erforderlich ist. Die Höhe der daraus resultierenden Emissionen hängt davon ab, welche Art der Prozessenergie bei der Herstellung verwendet wird und ist in Tabelle 2 durch Spannbreiten abgebildet.

Die Höhe der Gesamtemissionen wird zudem von der Transportentfernung und der Energiedichte der Holzenergieträger beeinflusst. Deshalb liegen zum Beispiel die Emissionen für regionale Hackschnitzel aus der Forstwirtschaft mit  $4 \text{ g CO}_{2\text{äq}}/\text{kWh}_{\text{EE}}$  niedriger als bei Hackschnitzeln aus tropischen oder subtropischen Regionen mit  $76 - 86 \text{ g CO}_{2\text{äq}}/\text{kWh}_{\text{EE}}$ . Die typischen Werte nach dem Bericht KOM(2010)11 unterstellen allerdings generell, dass Hackschnitzel und Pellets innerhalb von Europa nicht über weite Strecken transportiert werden.

Einheit	Europa und kontinentales Klima				Tropen und Subtropen			
	Forst		KUP		Forst		KUP	
	Pellets	HS	Pellets	HS	Pellets	HS	Pellets	HS
$\text{g CO}_{2\text{äq}}/\text{kWh}_{\text{EE}}$	7-61	4	14-68	11	54-108	76	65-119	86

Tabelle 2: Typische Werte für Treibhausgasemissionen von holzartiger Biomasse bei der Erzeugung und Bereitstellung nach KOM(2010)11 (HS = Hackschnitzel)

Der Einfluss der Transportemissionen wird beim Vergleich zwischen Pellets und Hackschnitzeln aus den Tropen und Subtropen deutlich. Pellets aus Übersee verursachen aufgrund ihrer hohen Energiedichte und Transportwürdigkeit – trotz der zusätzlichen Emissionen bei der Herstellung – in der Regel niedrigere Emissionen als Import-Hackschnitzel aus der Forstwirtschaft. Aufgrund der hohen Transport- und Lagerwürdigkeit von Pellets werden diese auch mit Herkunft aus tropischen und subtropischen Regionen bei der weiteren Betrachtung heran gezogen. Außer Pellets werden des Weiteren Hackschnitzel aus der regionalen Forstwirtschaft und dem KUP-Anbau betrachtet.

Die nachhaltige Bereitstellung der holzartigen Biomasse ist sowohl im nationalen als auch im globalen Kontext eine notwendige Voraussetzung, um einen hohen Beitrag zum Klimaschutz zu leisten, Ressourcen langfristig und folglich wirtschaftlich zu erschließen und um einem verantwortungsvollen Umgang mit der lokalen Bevölkerung zu genügen.



Exkurs: Vereinbarung über die Nachhaltigkeit der Biomassebeschaffung zwischen dem Land Berlin und Vattenfall

Einer der wenigen Akteure, die sich zur Einhaltung von Nachhaltigkeitsanforderungen in Anlehnung an die KOM(2010)11 bei der Biomassebeschaffung verpflichtet haben, ist die Vattenfall Europe AG. In der mit dem Land Berlin am 15. April 2011 getroffenen „Vereinbarung über die Nachhaltigkeit der Biomassebeschaffung“ verpflichtet sich Vattenfall Europe bei der Beschaffung von holzartiger Biomasse für seine Berliner Standorte zur Einhaltung von Nachhaltigkeitskriterien. Die Vereinbarung beinhaltet Kriterien zur Einsparung von Treibhausgasemissionen, zum Schutz von Ökosystemen mit hohen Kohlenstoffbeständen und hoher Biodiversität sowie zu sozialen Standards. Im Rahmen dieser Vereinbarung legt sich Vattenfall fest, durch die (Mit-)Verbrennung von Biomasse mindestens 50 Prozent der kohlebasierten Treibhausgase in seinen Berliner Anlagen einzusparen.

Gemäß den Anforderungen der Erneuerbare-Energien-Direktive der EU verpflichtet sich Vattenfall Europe, nur Biomasse aus nachhaltiger Land- und Forstwirtschaft einzusetzen und somit explizit Ökosysteme mit großer biologischer Vielfalt sowie Flächen mit hohem Kohlenstoffbestand zu schützen. Darüber hinaus werden anerkannte Nachhaltigkeitsstandards für die Waldbewirtschaftung wie z. B. Programme for the Endorsement of Forest Certification Schemes (PEFC) und Forest Stewardship Council (FSC) eingehalten. Dies wird mit geeigneten Zertifizierungssystemen nachgewiesen.

Im sozialen Kontext verpflichtet sich Vattenfall Europe, nationales und internationales Arbeitsrecht ebenso einzuhalten wie gesellschaftliche Transparenz und Land- sowie Landnutzungsrechte zu wahren. Entlang der Wertschöpfungskette wird eine Verbesserung der Lebensbedingungen der einbezogenen Akteure speziell durch den verantwortungsbewussten Umgang mit der lokalen Bevölkerung angestrebt.

Genannte Nachhaltigkeitskriterien werden durch Vattenfall dokumentiert, regelmäßig unabhängig extern überprüft und in Berichtform veröffentlicht.

## 4 Beitrag zum Klimaschutz.

### 4.1. Spezifische Potenziale der CO<sub>2</sub>-Vermeidung.

Der Deutsche Bundestag und der Bundesrat haben Ende Juni/Anfang Juli 2011 einem umfangreichen Gesetzespaket zur „Energiewende“ zugestimmt. Damit soll die Erreichung der seit dem Energiekonzept vom September 2010 unverändert bestehenden Klimaschutzziele befördert werden, bei gleichzeitig beschleunigtem Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie in Deutschland. Das Energiekonzept gibt als Ziel vor, die Treibhausgasemissionen um 40 Prozent bis 2020, um 55 Prozent bis 2030, um 70 Prozent bis 2040 und um 80 – 95 Prozent bis 2050 gegenüber 1990 zu reduzieren.

Die direkte Substitution von Braun- oder Steinkohle durch holzartige Biomasse birgt ein großes Potenzial zur sofortigen CO<sub>2</sub>-Vermeidung und damit zur Unterstützung dieser Klimaschutzziele. Die Höhe des Potenzials hängt einerseits davon ab, wie viel CO<sub>2</sub> durch die Umwandlung von Braun- bzw. Steinkohle in Elektrizität entsteht, denn im Vergleich zur Stromerzeugung aus Steinkohle werden bei der Braunkohle-Verstromung mehr CO<sub>2</sub>-Emissionen frei gesetzt. Andererseits beeinflussen die in Abschnitt 2.3 beschriebenen CO<sub>2</sub>-Emissionen der eingesetzten holzartigen Energieträger das spezifische CO<sub>2</sub>-Vermeidungspotenzial bei der Biomassemitverbrennung in Kohlekraftwerken. Die nachstehende Grafik zeigt für repräsentative Holzkatégorien das CO<sub>2</sub>-Vermeidungspotenzial bei der Substitution von Braun- und Steinkohle in Bestandskraftwerken.

Aufgrund der zusätzlichen Emissionen bei der Aufbereitung und dem Transport von Pellets aus tropischen und subtropischen Regionen liegt die spezifische Emissionsvermeidung bei diesen Mitverbrennungsoptionen in der Regel niedriger als bei Pellets oder Hackschnitzeln aus regionaler Erzeugung (siehe auch nachfolgenden Exkurs). Wie hoch die Emissionsvermeidung bei Holzpellets ist, hängt auch davon ab, welcher Prozessbrennstoff bei der Herstellung der Pellets verwendet wird. Wird Erdgas als Prozessbrennstoff für die Pelletierung verwendet,



Exkurs: Der beschleunigte Ausstieg aus der Kernenergie.

Am 30. Juni 2011 hat der Deutsche Bundestag die Konsequenzen aus der Havarie im japanischen Kernkraftwerk Fukushima gezogen und einen beschleunigten Ausstieg aus der Kernenergie beschlossen. Bis Ende 2022 soll vollständig auf die Stromerzeugung in deutschen Kernkraftwerken verzichtet werden.

Um auf die Kernenergienutzung verzichten und gleichzeitig an den vereinbarten Klimaschutzzielen festhalten zu können, soll der Ausbau der erneuerbaren Energien weiter vorangetrieben werden. Dabei soll durch eine stärker bedarfsgerechte Erzeugung der erneuerbaren Energien und den Ausbau der Stromnetze sowie Energiespeicher die Integration erneuerbarer Energien ins Stromversorgungssystem ermöglicht werden. Durch die zügige Fertigstellung von derzeit in Bau befindlichen fossil befeuerten Kraftwerken und dem ergänzenden Neubau flexibler Kraftwerkskapazitäten mit einer gesicherten Leistung von ca. 10 GW<sub>el</sub> bis 2020 sollen eine ausreichende Kapazität des deutschen Kraftwerksparks und Versorgungssicherheit gewährleistet werden.

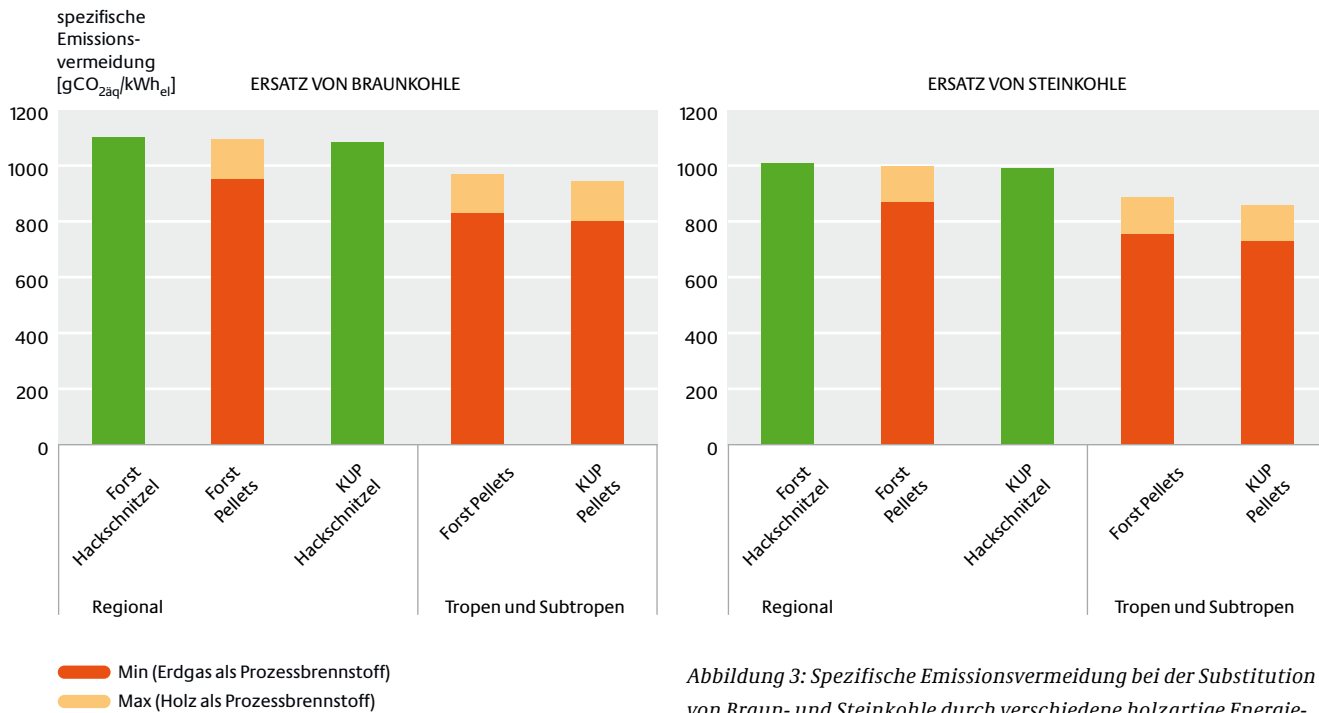


Abbildung 3: Spezifische Emissionsvermeidung bei der Substitution von Braun- und Steinkohle durch verschiedene holzartige Energieträger [auf Basis von: KOM (2010)11; Ökoinstitut 2007]<sup>4</sup>.

<sup>4</sup> Sowohl bei der Darstellung der Treibhausgasemissionen für Braun- und Steinkohle als auch bei der Biomassebereitstellung wurde eine Lebenszyklusanalyse zugrunde gelegt.

ist die insgesamt erreichbare Emissionsvermeidung geringer, als wenn auch auf dieser Stufe Holz eingesetzt wird. Dies ist durch die zweigeteilten Balken dargestellt (minimal: Erdgas als Prozessbrennstoff; maximal: mit Holz als Prozessbrennstoff bei der Herstellung von Pellets).

Die spezifische Emissionsvermeidung unterscheidet sich somit danach, welche Kohle substituiert und welche holzartige Biomasse stattdessen mit verfeuert wird. Wie groß das absolute Potenzial zur Emissionsvermeidung durch die Mitverbrennung holzartiger Biomasse in Deutschland ist, hängt unter anderem davon ab, wie viel Biomasse sinnvoll beigemischt werden kann.



#### Exkurs: Treibhausgasemissionen durch Biomassetransport.

Beim Transport von holzartiger Biomasse wie auch bei anderen Energieträgern, entstehen je nach Transportentfernung, Transportmittel und Energiedichte der Ladung zusätzliche Treibhausgasemissionen vor der eigentlichen Energieumwandlung im Kraftwerk. Im Einzelfall können die transportbedingten Treibhausgasemissionen deshalb stark voneinander abweichen. Allgemein jedoch lassen sich die folgenden Tendenzen ableiten: Weite Transportdistanzen verschlechtern die spezifischen Emissionswerte von holzartiger Biomasse. Da Holzpellets eine vielfach höhere Energiedichte als Holz hackschnitzeln besitzen, verursacht der Transport von Pellets auch über weite Distanzen relativ gesehen geringere Treibhausgasemissionen als der Transport von Holz hackschnitzeln.

Der Vergleich zwischen den Treibhausgasemissionen von holzartiger Biomasse nach KOM(2010)11 spiegelt diese Tendenzen wieder, da vergleichbaren Holzarten aus weiter entfernten Regionen höhere Treibhausgasemissionen zugewiesen werden. Zudem wirkt sich die Pelletierung von holzartiger Biomasse positiv auf die Treibhausgasemissionen beim Transport aus, wodurch die Emissionen bei der Pelletierung mehr als kompensiert werden können.

#### 4.2. Absolute Potenziale der CO<sub>2</sub>-Vermeidung.

Die Verstromung von Braun- und Steinkohle trägt rund 42 Prozent zur Bruttostromerzeugung bei und verursacht einen Großteil der 309 Mio. t CO<sub>2aq</sub>, die aktuell bei der Stromerzeugung in Deutschland entstehen [UBA 2011]. Damit führt bereits ein geringer Anteil der Mitverbrennung von holzartiger Biomasse zu einer relativ hohen CO<sub>2</sub>-Vermeidung. Die Potenziale der Mitverbrennung von holzartiger Biomasse sind in Abbildung 4 für zwei repräsentative Anteile (10 Prozent und 50 Prozent in Bezug auf den Energiegehalt der holzartigen Biomasse) dargestellt. Dabei wird das absolute CO<sub>2</sub>-Vermeidungspotenzial zusätzlich nach Braunkohle-/Steinkohle-Kraftwerken, nach Kohlekraftwerken mit Wärmeauskopplung (KWK) und der Summe aller Kohlekraftwerke differenziert.

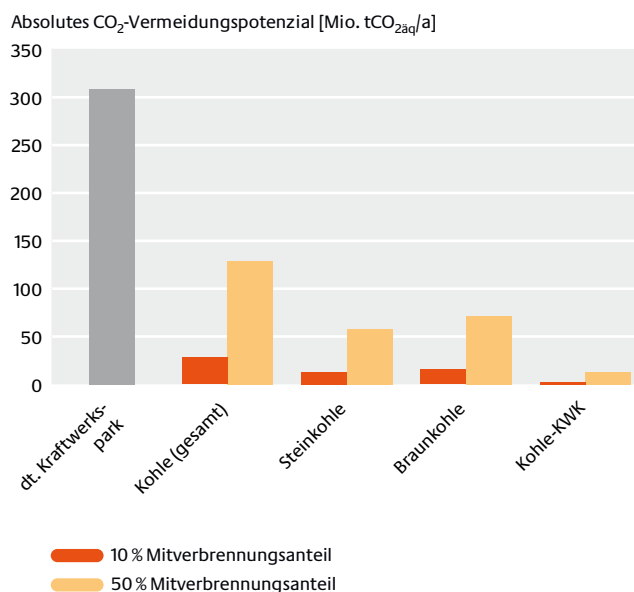


Abbildung 4: Absolutes CO<sub>2</sub>-Vermeidungspotenzial in Kohlekraftwerken und im gesamten deutschen Kraftwerkspark in 2010 [auf Basis von: BMU 2010; UBA 2011; UBA 2008; KOM(2010)11]

Aus Abbildung 4 geht hervor, dass in Abhängigkeit von den in Abschnitt 3.1 aufgezeigten Holzkatégorien bei einem **Mitverbrennungsanteil von zehn Prozent** in allen Kohlekraftwerken rund 28 Mio. t CO<sub>2aq</sub> pro Jahr eingespart werden können. Dies entspricht knapp zehn Prozent der insgesamt 309 Mio. t CO<sub>2</sub> [UBA 2011], die jährlich bei der Stromerzeugung in Deutschland emittiert werden. Würde holzartige Biomasse lediglich in Braunkohle-Kraftwerken zu zehn Prozent beigemischt, könnten dadurch jährlich mehr als 15 Mio. t CO<sub>2aq</sub> vermieden werden. Der gleiche Mitverbrennungsanteil würde in allen Steinkohlekraftwerken zu einer Vermeidung von rund 12,5 Mio. t CO<sub>2aq</sub> führen.

Der Mitverbrennungsanteil von 50 Prozent holzartiger Biomasse repräsentiert einen unter feuerungstechnischen und logistischen Aspekten heute noch sehr hohen Wert. Aus diesen Gründen kommen dafür lediglich qualitativ hochwertige Holzpellets oder torrefizierte<sup>5</sup> Pellets in Frage. Durch den Einsatz von Holzpellets könnten bei einem 50-prozentigen Mitverbrennungsanteil perspektivisch rund 140 Mio. t CO<sub>2aq</sub> pro Jahr eingespart werden. Dieser Mitverbrennungsanteil würde auch in den wenigen Kohlekraftwerken mit KWK zu einer Treibhausgasminderung in Höhe von 13 Mio. t CO<sub>2aq</sub> führen.

Auch wenn bis zur technisch und logistisch einwandfreien Umsetzung eines Mitverbrennungsanteils von 50 Prozent holzartiger Biomasse noch Erfahrungen gesammelt und Verbesserungen vorgenommen werden müssen, birgt die direkte Substitution von Kohle ein großes Potenzial zur Treibhausgas-minderung.

<sup>5</sup> siehe Fußnote 1, Seite 8.



## 5 CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten.

Die Höhe der CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise sowie die durch die Substitution von Kohle durch holzartige Biomasse anfallenden Mehrkosten bestimmen die Wirtschaftlichkeit der Biomasse-nutzung in Kohlekraftwerken. Die Mehrkosten für die Mitverbrennung werden vor allem durch die ggü. den Kohlepreisen höheren Holzpreise verursacht. Bei aktuellen Steinkohlepreisen von rund 15 Euro/MWh [BAFA 2011], Hackschnitzelpreisen von rund 21 Euro/MWh [BMU 2010] und Pelletpreisen von mehr als 28 Euro/MWh [APXENDEX 2011]<sup>6</sup> liegen die spezifischen Mehrkosten alleine für die Rohstoffbeschaffung bei etwa 6 - 15 Euro/MWh (eine ausführliche Darstellung befindet sich in Anhang I+II).

Weitere Mehrkosten bei der Mitverbrennung holzartiger Biomasse entstehen durch höhere Betriebskosten und zusätzliche Investitionen. Je nach Kohlekraftwerk sowie Umfang und Art der eingesetzten Biomasse sind bauliche Änderungen und Neuanschaffungen erforderlich. Für die Mitverbrennung von zehn Prozent Holz hackschnitzeln in Kohlekraftwerken wird als repräsentativer Wert der Durchschnitt aus der IPCC 2011 Literaturauswertung in Höhe von 620 Euro/kW<sub>el</sub> herangezogen. Der vielfach höheren Energiedichte von Pellets und den besseren Brennstoffeigenschaften ggü. Hackschnitzeln wird dadurch Rechnung getragen, dass die spezifischen Investitionen mit rund 300 Euro/kW<sub>el</sub> deutlich niedriger angesetzt werden. Weiter verdichtete Pellets (durch z. B. Torrefizierung) weisen wesentlich geringere Investitionskosten auf. Die Investitionen sind i. d. R. im Vergleich zum Neubau von Biomassekraftwerken relativ gering, selbst wenn größere Infrastrukturanpassungen und Neuanschaffungen wie z. B. die Brennstoffaufbereitung vorgenommen werden müssen.

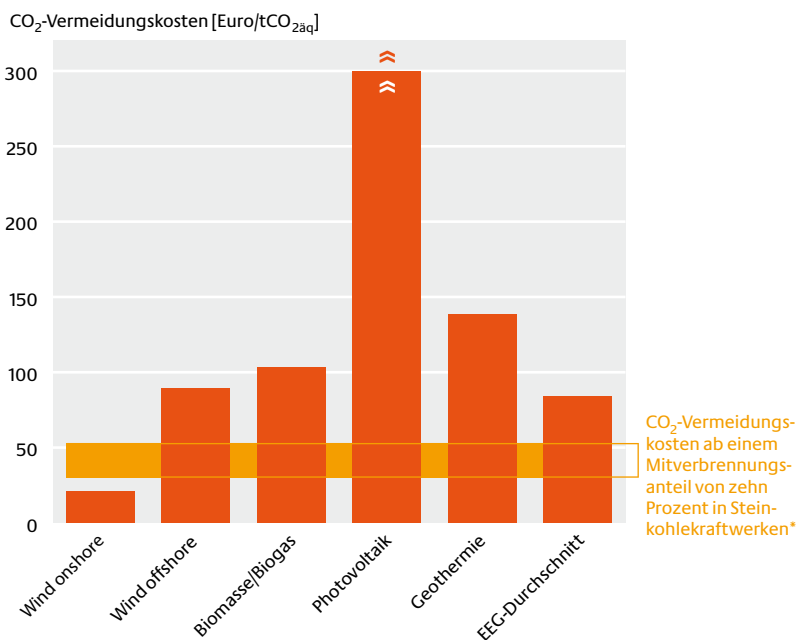
<sup>6</sup> Da es sich um Pellet- und Steinkohlepreise frei Seehafen handelt, müssen im Vergleich zu Steinkohle die höheren Transportkosten zu Binnenstandorten berücksichtigt werden. Es wird deshalb angenommen, dass die Beschaffungskosten von Pellets frei Kraftwerk im Durchschnitt nochmals rund 1,2 Euro/MWh höher liegen.

Die Höhe der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten hängt schließlich von der spezifischen Treibhausgasvermeidung der eingesetzten Holzenergieträger [siehe auch Abschnitt 4.1] und dem Preis der CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikate ab. Aus der Treibhausgasvermeidung können Kosteneinsparungen für den Kauf von CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikaten resultieren, die zum Beispiel im vergangenen Jahr für durchschnittlich rund 15 Euro/t CO<sub>2aq</sub> an der Leipziger Energiebörse gehandelt wurden [EEX 2011].

Auf Basis der dargestellten Preise für Holzenergieträger, Emissionszertifikate und Steinkohle sowie der beschriebenen Investitionen ergeben sich für die Mitverbrennung von zehn Prozent holzartiger Biomasse in Steinkohlekraftwerken CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten in Höhe von 27 – 54 Euro/t CO<sub>2aq</sub>. Die Bandbreite ist trotz der erheblichen Preisunterschiede bei den Holzenergieträgern relativ klein, da die geringeren Investitionen und niedrigere Betriebskosten bei Pellets bzw. veredelten Pellets die höheren Rohstoffbeschaffungskosten ggü. Hackschnitzeln ausgleichen können.

Die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten bei der Mitverbrennung in Braunkohlekraftwerken sind höher als in Steinkohlekraftwerken und betragen je nach Holzenergieträger 52 – 89 Euro/t CO<sub>2aq</sub>. Dies liegt daran, dass Braunkohle ein vergleichsweise günstiger Energieträger (rund 9 Euro/MWh [Matthes & Ziesing 2008]) ist und somit die Mehrkosten für die Biomassebeschaffung höher liegen als bei Steinkohle. Aus rein wirtschaftlichen Gesichtspunkten ist somit unter den aktuellen Rahmenbedingungen die Mitverbrennung von holzartiger Biomasse in Steinkohlekraftwerken ggü. Braunkohlekraftwerken zu bevorzugen.

Sofern die Erhöhung des Mitverbrennungsanteils nicht mit deutlichen Wirkungsgradverlusten und hohen Umbaumaßnahmen verbunden ist, können dadurch die Vermeidungskosten sogar noch gesenkt werden. Veredelte Pellets stellen dabei eine vielversprechende Option dar, da auch bei hohen Mitverbrennungsanteilen nur geringfügige Investitionen zu erwarten sind und die Brennstoffeigenschaften denen von Kohle sehr



\* Eine Erhöhung des Mitverbrennungsanteils reduziert tendenziell die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten

Abbildung 5: CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten verschiedener im Rahmen des EEG geförderter erneuerbarer Energien [auf Basis von IfNE 2010; BMU 2010].

nahe kommen [Kaltschmitt et al 2009]. Da bisher nur wenig belastbare Erfahrungen über die Mitverbrennung von bis zu 50 Prozent holzartiger Biomasse vorliegen, beschränkt sich die Darstellung der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten auf einen zehntenprozentigen Mitverbrennungsanteil.

Im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung sind die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten der Mitverbrennung von holzartiger Biomasse in Kohlekraftwerken niedrig. Abbildung 5 bildet die durchschnittlichen CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten der im Rahmen des EEG geförderten Technologien mit nennenswertem Ausbaupotenzial<sup>7</sup> im Vergleich zu der Bandbreite der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten für die Mitverbrennung von zehn Prozent holzartiger Biomasse in Steinkohlekraftwerken ab. Bis auf Onshore-Windkraftanlagen sind die Kosten der Treibhausgasvermeidung für die dargestellten Technologien im Rahmen des EEG durchschnittlich über denjenigen der Mitverbrennung von holzartiger Biomasse (Querbalken). Dies verdeutlichen auch die durchschnittlichen CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten des gesamten EEG-geförderten Stromes im Jahr 2009, die in Abbildung 5 als EEG-Durchschnitt dargestellt sind und mehr als 80 Euro/t CO<sub>2aq</sub> betragen.

Die größten Ausbauerwartungen werden an die Offshore-Windkraft, die Photovoltaik sowie dezentrale Biomasse-Heizkraftwerke und Biogasanlagen (Biogas und Biomasse) und damit an Technologien gerichtet, deren CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten derzeit über dem EEG-Durchschnitt liegen. Mit der Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung werden somit die durchschnittlichen CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten von EEG-Strom in Zukunft tendenziell steigen. Eine weitere Herausforderung beim Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen besteht darin, diese in das bestehende Energieversorgungssystem zu integrieren.

<sup>7</sup> Wasserkraft und Deponiegase sind aufgrund der geringen Ausbaupotenziale nicht abgebildet, weisen aber vergleichsweise niedrige CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten auf.

## 6 Beitrag der Systemintegration von erneuerbaren Energien.

Laut Energiekonzept der Bundesregierung vom 28. September 2010 sollen erneuerbare Energien in der laufenden Dekade einen Marktanteil von 35 Prozent am Bruttostromverbrauch erreichen, bis 2050 soll der Anteil auf 80 Prozent erhöht werden. Die Integration hoher Anteile fluktuierender Energiequellen wie Wind und Photovoltaik bringt große Herausforderungen mit sich und erfordert eine weitgehende Umgestaltung des Energieversorgungssystems.

Da Strom in großem Umfang bislang nicht speicherbar ist, müssen für eine zuverlässige Versorgung Angebot und Nachfrage an Strom jederzeit ausgeglichen sein. Neben Maßnahmen wie dem Ausbau der Netzinfrastruktur, dem Bau von Speichern und der Erschließung von Flexibilisierungsoptionen auf der Nachfrageseite (Demand-Side-Management) gilt es im Hinblick auf die Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland jederzeit in ausreichendem Maß gesicherte Stromerzeugungsleistung vorzuhalten. Der weitere Ausbau erneuerbarer Energien und der gleichzeitige Ausstieg aus der Kernenergie müssen daher durch den Zubau von fossilen Kraftwerken flankiert werden, um die Jahreshöchstlast weiterhin sicher bedienen zu können und Versorgungsengpässe zu vermeiden. Je nach Entwicklung der Stromnachfrage liegt der Bedarf an zusätzlich **gesicherten Kraftwerkskapazitäten** bei 10 – 14 GW bis 2020 [DENA 2010b].

Mittelfristig wird eine Mindestkapazität konventioneller Kraftwerkleistung für einen stabilen Netzbetrieb unbedingt notwendig sein. Auch nehmen konventionelle Kraftwerke eine zentrale Rolle bei den Strategien für einen Netzwiederaufbau und die Stabilisierung von Teilnetzen nach Großstörungen ein. Wie hoch der Anteil konventioneller Kraftwerkleistungen im Stromnetz langfristig sein muss, hängt davon ab, in welchem Maße es gelingt, die Aufgaben der Frequenzregelung und weitere Systemdienstleistungen auf erneuerbare Energiesysteme, Energiespeichertechnologien oder auch der Nachfrageseite zu übertragen [DENA 2010a].

Um unvorhergesehene Abweichungen von Stromangebot und -nachfrage jederzeit und kurzfristig ausgleichen zu können, wird daher **Regelenergie** benötigt. Im bisherigen Stromversorgungssystem ergab sich der Bedarf an Regelenergie vor allem aus dem Lastrauschen sowie Prognoseabweichungen der Nachfrage. Zukünftig wird die Prognoseunschärfe der Einspeisung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien bestimmend sein für den Bedarf an Regelenergie. Mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien im System wird tendenziell ein steigender Bedarf an Regelenergie erwartet, sofern dieser Effekt nicht durch Verbesserungen der Prognosegenauigkeit kompensiert werden kann.

Gegenwärtig wird Regelenergie hauptsächlich von thermischen Kraftwerken (v. a. Kohle- und Gaskraftwerke) zur Verfügung gestellt. Die Bereitstellung von Regelenergie ist prinzipiell auch auf der Basis erneuerbarer Energien möglich, allerdings bedarf es dazu technischer, ökonomischer und regulatorischer Weiterentwicklungen und Anpassungen.





Die Bereitstellung von **Blindleistung** trägt lokal zur Spannungshaltung im Stromnetz bei. Durch die Verdrängung konventioneller Erzeugung bei zunehmender Einspeisung regenerativer Energien wird die Verfügbarkeit von Blindleistung reduziert. Gleichzeitig ergibt sich ein Mehrbedarf an Blindleistung durch die steigende Belastung bestehender Transportleitungen und weitere Transportentfernungen, z. B. für die Übertragung des Windstroms aus dem Norden und Osten Deutschlands in die Lastzentren im Westen und Süden. Der zusätzliche Bedarf an Blindleistung kann z. B. durch Blindleistungskompensationseinrichtungen im Transportnetz gedeckt werden [DENA 2010a]. Die Bereitstellung von Blindleistung durch Erzeugungsanlagen erneuerbarer Energien ist technisch prinzipiell möglich, allerdings sind z. B. die Potenziale der Windenergie durch die geografische Konzentration örtlich begrenzt.

Erhebliche Anstrengungen müssen folglich unternommen werden, um erneuerbare Energien in das Energieversorgungssystem zu integrieren. Die Bundesregierung betont anlässlich der Beschlüsse zur Energiewende vom 6. Juni 2011, dass eine Verbesserung des Zusammenspiels zwischen konventionellen Kraftwerkskapazitäten und der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien angestrebt wird. Die verstärkte Mitverbrennung holzartiger Biomasse in Kohlekraftwerken stellt eine gute Möglichkeit dar, den Anteil erneuerbarer Energien im bestehenden Energiesystem zu erhöhen und gleichzeitig gesicherte Kraftwerksleistung und wichtige Systemdienstleistungen (Spannungshaltung, Frequenzhaltung) bereitzustellen.

## 7 Ziel: Nachhaltige internationale Biomassemärkte.

Die Nachfrage nach Holz als Energieträger hat in den vergangenen zehn Jahren in Deutschland rapide zugenommen. Dieser Trend wird in den kommenden Jahren voraussichtlich anhalten und macht die Erschließung zusätzlicher und in der Regel teurerer Holzressourcen erforderlich. Steigende Kosten bei der inländischen Holzmobilisierung führen dazu, dass der **Importbedarf** an Holzenergieträgern zunehmen wird [Bundesregierung 2010; DBFZ 2009; Mantau et al 2010]. Die Entwicklung von nachhaltigen internationalen Biomassemärkten stellt insofern einen zentralen Aspekt bei der Erschließung von globalen Biomassepotenzialen dar, die in vielen Regionen der Welt bisher gar nicht oder kaum genutzt werden.

In den vergangenen Jahren nahm der Handel mit Biomasse, insbesondere Pellets, stark zu. Bereits 2009 wurden mehr als 30 Prozent aller Holzpellets international gehandelt. Dabei profitiert der Pellethandel davon, dass vielerorts die existierende Logistik wie Häfen, Frachter und Lagerhallen anderer Waren genutzt werden können. Die vorhandenen Logistikkapazitäten sind jedoch beschränkt und müssen in vielen Fällen Anpassungen unterzogen werden, weshalb zur Erhöhung der Handelsvolumina von holzartiger Biomasse zusätzliche Investitionen erforderlich werden. Vor allem Erfahrungen aus den skandinavischen Ländern, den baltischen Staaten und Nordamerika zeigen, dass durch die **Anpassung und Etablierung der Infrastruktur** Kostensenkungen bei der Biomassebereitstellung realisiert werden können [IEABioenergy 2010; IPCC 2011]. Die Mitverbrennung von holzartiger Biomasse in Kohlekraftwerken bietet hierbei gute Voraussetzungen, die vorhandenen Umschlags- und Lagerkapazitäten für Steinkohle mitzunutzen und somit relativ schnell größere Holzmassen zu importieren.

Ein zentraler Aspekt bei der Erschließung und dem Handel von globalen Holzressourcen stellt die Einhaltung von **Nachhaltigkeitskriterien** (s. Abschnitt 3.3) dar. Einerseits werden sie als Handelsbarriere wahrgenommen, da sie von einigen Akteuren als zu streng erachtet werden bzw. die Transaktionskosten wesentlich erhöhen [IPCC 2011]. Andererseits schaffen Nachhaltig-

keitskriterien Vertrauen und Transparenz bei Produzenten und Konsumenten und leisten damit dem öffentlichen Verlangen nach einer nachhaltigen Bioenergie (z. B. Vermeidung von Nahrungsmittelkonkurrenz, Erhalt der Biodiversität) Folge. Kriterien und Nachweissysteme für die Nachhaltigkeit von Biomasse stellen folglich eine wichtige Voraussetzung zur Implementierung internationaler Märkte für holzartige Biomasse dar.

Trotz der Empfehlungen der KOM(2010)11 zur Einführung von Nachhaltigkeitskriterien für holzartige Biomasse beim Einsatz in größeren Biomasseanlagen existieren bisher lediglich in Belgien Kriterien für die Nutzung von holzartiger Biomasse [IPCC 2011]. Allerdings wird im Referentenentwurf zur Neuregelung des EEG vom 30. Mai 2011 die Absicht bekräftigt, Nachhaltigkeitsanforderungen auf feste und gasförmige Biomasse bei der Verwendung zur Stromerzeugung auszuweiten. Der Deutsche Bundestag beschloss am 30. Juni 2011 die Neufassung des EEG, worin das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) zur Umsetzung solcher Nachhaltigkeitsanforderungen ermächtigt wird. Zukünftig ist demnach mit der Einführung von Nachhaltigkeitskriterien für holzartige Biomasse zur Stromerzeugung in Deutschland zu rechnen. Wann und wie diese Kriterien praxisorientiert eingeführt werden und wie schnell damit nennenswerte Mengen zertifiziert sein werden, ist nicht absehbar. Aufgrund der vorhandenen Logistikkapazitäten könnte die Mitverbrennung von holzartiger Biomasse in Kohlekraftwerken sogar eine Vorreiterrolle bei der Erschließung nachhaltiger internationaler Biomassemärkte in Deutschland einnehmen.



## 8 Wirtschaftlichkeit der Biomassemitverbrennung.

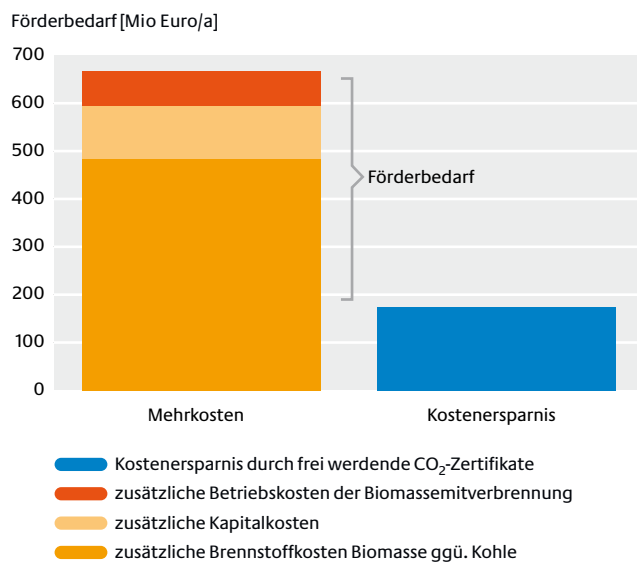


Abbildung 6: Schematische Darstellung zur Berechnung des Förderbedarfs der Mitverbrennung von zehn Prozent Holzpellets in Steinkohlekraftwerken.

Die Stromerzeugung aus Kohle ist aufgrund steigender Kohlepreise und der Entwicklungen beim Handel von Emissionszertifikaten ein sehr dynamischer Markt. Dies trifft, wenn auch bisher in geringerem Umfang, auf holzartige Biomasse ebenfalls zu. In Abhängigkeit davon, wie sich die Preise dieser Faktoren (Kohle, Emissionszertifikate) entwickeln, ändert sich auch der daraus ableitbare Förderbedarf für die Mitverbrennung von holzartiger Biomasse in Kohlekraftwerken. Um verschiedenen Marktdynamiken Rechnung zu tragen, wurde in dieser Studie bei der Berechnung des Förderbedarfs auf drei existierende Preisszenarien der BMU-Leitstudie 2010 zurückgegriffen (siehe dazu auch Tabelle 5 im Anhang III). Dem Hochpreisszenario liegen starke Preissteigerungen beim Rohöl zugrunde, wie sie in den letzten zehn Jahren zu beobachten waren. Es wird dabei unterstellt, dass sich die Entwicklung der Rohölpreise unmittelbar auf die anderen fossilen Energieträger Kohle und Erdgas auswirkt. Das niedrige Preisszenario basiert auf der Annahme, dass auch zukünftig keine Verknappung fossiler Ressourcen eintritt und somit auch die Kohlepreise relativ stabil bleiben.

Auf Basis der Überlegungen in Abschnitt 5 wird ein Investitionsbedarf von rund 300 Euro/kW<sub>el</sub> für die Mitverbrennung von zehn Prozent Holzpellets in Steinkohlekraftwerken angenommen. Die Kapitalkosten belaufen sich auf rund 109 Mio. Euro/a; die zusätzlichen Betriebskosten werden mit ca. 74 Mio. Euro/a beziffert. Darin sind die Brennstoffmehrkosten der Substitution von Steinkohle durch Holzpellets nicht eingerechnet. Diese sind für den Großteil der Mehrkosten bei der Biomassemitverbrennung verantwortlich und betragen bei aktuellen Rohstoffpreisen etwa 484 Mio. Euro/a. Bei der Emissionsminderung werden zulasten der Biomasse, wie in Abschnitt 3.3 beschrieben, Emissionen in Höhe des Durchschnitts aller Holzpellets (69 g CO<sub>2aq</sub>/kWh<sub>EE</sub>) zugrunde gelegt. Dadurch können im deutschen Steinkohlekraftwerkspark knapp 12 Mio. t CO<sub>2aq</sub> vermieden werden. Bei aktuellen CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreisen von rund 15 Euro/t CO<sub>2</sub> würden dadurch Kosteneinsparungen für den Kauf von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten von 174 Mio. Euro entstehen (siehe Abbildung 6). Der daraus errechnete Förderbedarf beträgt

Förderbedarf[Mio. Euro/a]

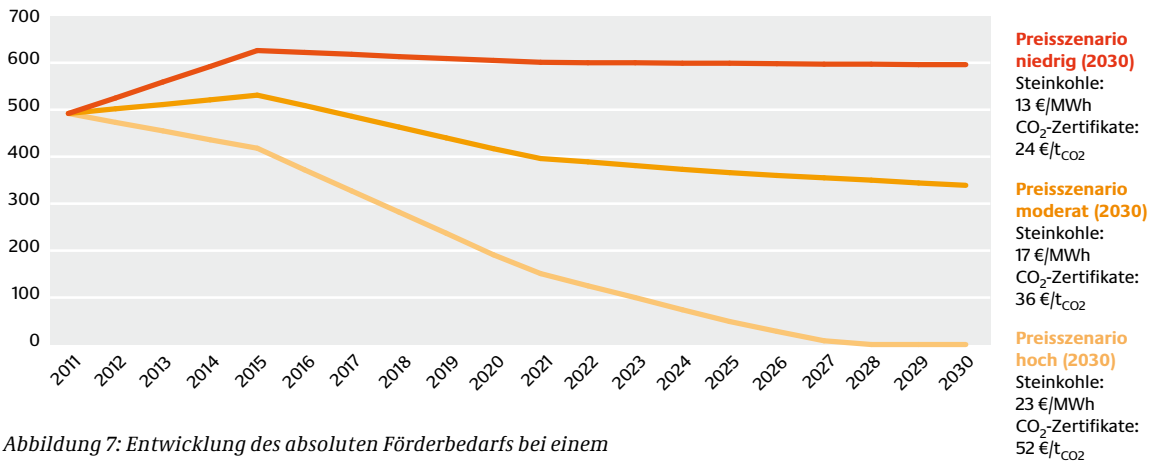


Abbildung 7: Entwicklung des absoluten Förderbedarfs bei einem Mitverbrennungsanteil von zehn Prozent Pellets in Steinkohlekraftwerken unter Berücksichtigung verschiedener Preisszenarien aus der BMU-Leitstudie 2010 [auf Basis von: BMU 2010].

demnach für die Mitverbrennung von zehn Prozent Holzpellets in 2011 rund 492 Mio. Euro und steht einer Stromerzeugung von 13,6 TWh<sub>el</sub> gegenüber.

Wie sich der Förderbedarf in den nächsten Jahren entwickelt, hängt von der Dynamik an den Energiemärkten ab. Anhand der gewählten Preisszenarien aus der BMU-Leitstudie 2010 (siehe dazu auch Anhang III) wird dieser Unsicherheit des Energiemarkts Rechnung getragen. Abbildung 7 zeigt, dass ausgehend von aktuellen Rohstoff- und CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreisen der Förderbedarf für die Mitverbrennung von holzartiger Biomasse in Kohlekraftwerken bei moderater und hoher Preisentwicklung tendenziell rückläufig ist. In welchem Umfang und in welcher Geschwindigkeit hängt dabei vor allem von der Preisdifferenz zwischen Biomasse und Kohle sowie den CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreisen ab. Der Anstieg des Förderbedarfs beim niedrigen Preisszenario zwischen 2011 und 2015 rührt vor allem daher, dass von niedrigeren Steinkohlepreisen ausgegangen wird, als derzeit an den internationalen Märkten verlangt wird. Im moderaten und hohen Preisszenario wird langfristig mit steigenden Preisen für

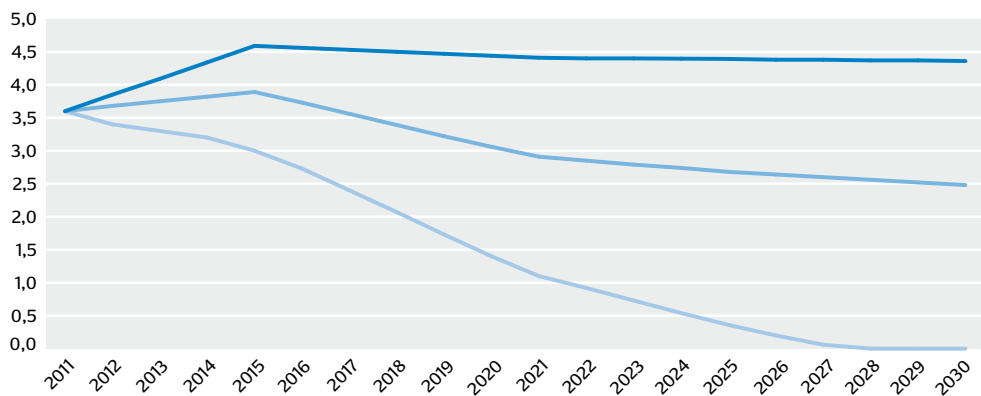
Steinkohle gerechnet. Allen drei Preisszenarien liegt die Annahme zugrunde, dass die Holzpelletpreise im Betrachtungszeitraum moderat steigen. Die Preissteigerung orientiert sich dabei an dem Wert für holzartige Biomasse aus der BMU-Leitstudie. Je stärker die Preise für Steinkohle und CO<sub>2</sub>-Zertifikate steigen, desto geringer wird der Förderbedarf bei ansonsten gleichbleibenden Preisen.

Die Entwicklung des hier dargestellten Förderbedarfs hängt stark von der Dynamik der Energiemärkte ab. Die erwartete Dynamik der Rohstoff- und CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise lässt einen im Zeitverlauf geringer werdenden Förderbedarf erwarten.

In vielen EU-Staaten wie z. B. Belgien oder Großbritannien ist die Mitverbrennung von Biomasse in Kohlekraftwerken ein fester Bestandteil im Bereich der erneuerbaren Energien. Die Mitverbrennung wird in diesen Ländern meistens über einen Einspeisetarif für die erzeugte Menge Strom aus Biomasse gefördert.



Förderhöhe  
je erzeugter kWh  
aus Biomasse [ct/kWh<sub>el</sub>]



**Preisszenario niedrig (2030)**

Steinkohle:  
13 €/MWh  
CO<sub>2</sub>-Zertifikate:  
24 €/t<sub>CO2</sub>

**Preisszenario moderat (2030)**

Steinkohle:  
17 €/MWh  
CO<sub>2</sub>-Zertifikate:  
36 €/t<sub>CO2</sub>

**Preisszenario hoch (2030)**

Steinkohle:  
23 €/MWh  
CO<sub>2</sub>-Zertifikate:  
52 €/t<sub>CO2</sub>

Abbildung 8: Theoretische Förderhöhe für die Stromerzeugung aus der Mitverbrennung von zehn Prozent Holzpellets in Steinkohlekraftwerken bei verschiedenen Preisszenarien.

In Anlehnung daran sind in Abbildung 8 auf Basis des zuvor abgeleiteten Förderbedarfs exemplarische Förderhöhen für Strom aus der Mitverbrennung holzartiger Biomasse in Steinkohlekraftwerken dargestellt. Unter den getroffenen Annahmen betragen diese aktuell knapp 3,6 Cent/kWh<sub>el</sub>, müssten für andere Mitverbrennungsanteile, Biomassekategorien oder spezifische Kraftwerkstypen jedoch angepasst werden. Die Höhe der Förderung orientiert sich v. a. an der Entwicklung der Rohstoff- und Zertifikatspreise und ist im Zeitverlauf entsprechend rückläufig.

Weitere Förderoptionen sind denkbar, die sich z. B. auf die Treibhausgasvermeidungskosten beziehen. Dadurch könnte ein klarer Bezug zu den zusätzlichen Kosten der Treibhausgasvermeidung hergestellt und der Treibhausgasvermeidung ein höherer Stellenwert eingeräumt werden. Allerdings besteht hier die Gefahr von Fehlanreizen, da aufgrund der Vereinfachungen der Berechnungsmethode der KOM(2010)11 z. B. innereuropäische Transporte pauschal niedrigere Transportemissionen zugewiesen bekommen als Importe aus tropischen und subtropischen Regionen, was zu ungewollten lokalen Nutzungskonkurrenzen führen kann.

Wie die Betrachtungen zeigen, könnte in Abhängigkeit von den Preisentwicklungen internationaler Rohstoff- und Energiemärkte die Mitverbrennung von holzartiger Biomasse in Kohlekraftwerken in der weiteren Zukunft auch ohne eine Förderung wirtschaftlich attraktiv werden, sofern entsprechende nachhaltige Biomassemärkte etabliert werden und zur Verfügung stehen. Hierfür sind jedoch im Vorlauf entsprechende Entwicklungsprozesse notwendig, die durch geeignete Maßnahmen angestoßen werden müssen. Insbesondere ist dabei der erforderliche zeitliche Vorlauf zu berücksichtigen, um beispielsweise Logistikketten anzupassen und zu etablieren.





## 9 Fazit und Ausblick.

Die Mitverbrennung von holzartiger Biomasse in Kohlekraftwerken ist eine schnell umsetzbare Maßnahme zum Ausbau der erneuerbaren Energien und kann einen marktorientierten kostengünstigen Beitrag zum Klimaschutz leisten. Andere EU-Staaten haben dies erkannt und entsprechende Fördermechanismen etabliert. Zwar besitzt Deutschland ambitionierte Ziele zur Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien und der Reduktion von Treibhausgasemissionen, die Mitverbrennung von holzartiger Biomasse in Kohlekraftwerken wurde jedoch bisher nicht in das Maßnahmenbündel aufgenommen. Dabei bietet der Einsatz von Biomasse in Kohlekraftwerken die Möglichkeit, den Ausbau erneuerbarer Energien zu forcieren und gleichzeitig durch die Bereitstellung von Systemdienstleistungen und gesicherten Kraftwerkskapazitäten einen Beitrag zur Systemstabilität zu leisten.

Vor dem Hintergrund regional begrenzter Holzressourcen bilden Biomasseimporte einen wichtigen Baustein für den weiteren Ausbau der energetischen Biomassenutzung. In den vergangenen Jahren wurden weltweit gute Voraussetzungen für Importe von Holzenergieträgern geschaffen: Grundsteine für einen globalen Pelletmarkt sind gelegt, Nachhaltigkeitskriterien für die Nutzung von Holz wurden definiert sowie nationale

und internationale Zertifizierungssysteme entwickelt. Damit daraus ein international nachhaltiger und gut funktionierender Biomassemarkt entwickelt werden kann, ist die Ausweitung von Nachhaltigkeitsanforderungen auf holzartige Biomasse unerlässlich. Mit der Verabschiedung des Gesetzes zur Neuregelung des EEG durch den Deutschen Bundestag am 30. Juni 2011 wurden die ersten Schritte in diese Richtung getan und das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) zur Regelung von Nachhaltigkeitsanforderungen für Biomasse zur Stromerzeugung ermächtigt.

Der Import von holzartiger Biomasse bedarf des Weiteren zusätzlicher Investitionen in die Logistikkapazitäten. Kohlekraftwerke bieten den Vorteil, dass sie i. d. R. bereits über Logistikketten für den Import von Steinkohle verfügen, die mit geringfügigen Anpassungen genutzt bzw. erweitert werden können. Mit der Holzpressung und Torrefizierung stehen darüber hinaus technologische Verfahren zur Veredelung von Holz zur Verfügung, mit denen nicht nur die Logistikeigenschaften von Holz verbessert werden können, sondern auch ein vielfach höherer Mitverbrennungsanteil erzielt werden kann als dies derzeit praktiziert wird. Das bedeutet, dass hierbei auch Wertschöpfungs- und wirtschaftliche Entwicklungspotenziale für Anbieter des Brennstoffs veredelter Pellets bestehen. Über diesen Weg kann relativ schnell der Anteil der erneuerbaren Energien im Energiesystem erhöht, können nachhaltige internationale Biomassemärkte etabliert werden und kann – der erfolgreiche Markteintritt von veredelten Pellets vorausgesetzt – auch langfristig der Beitrag zum Klimaschutz ausgebaut werden.



# Anhang.

## Anhang I: Parameter zur Wirtschaftlichkeitsbetrachtung.

	Einheit	Wert	Quelle / Kommentare
<b>Steinkohle (SK)</b>			
Heizwert	MWh/t	6,97	NYMEX
Preis	Euro/t	105,3	BAFA 2011
	Euro/MWh	15,1	BAFA 2011
Emissionsfaktor (Vollwertkohle Import)	t CO <sub>2</sub> /GJ	0,116	Ökoinstitut 2007
el. Wirkungsgrad SK-Kraftwerke (brutto)	%	41	Rechnerisch aus EWI&GWS&Prognos 2010
Installierte el. Leistung (SK gesamt)	GW <sub>el</sub>	30	BMU-Leitstudie 2010
Installierte el. Leistung (KWK)	GW <sub>el</sub>	12,6	BMU-Leitstudie 2010
Volllaststunden	h/a	4547	EWI&GWS&Prognos 2010
Bruttostromerzeugung (SK gesamt)	TWh <sub>el</sub>	136	Rechnerisch aus EWI&GWS&Prognos 2010
Fernwärmeerzeugung (SK gesamt)	TWh <sub>th</sub>	30	EWI&GWS&Prognos 2010
<b>Braunkohle (BK)</b>			
Heizwert	MWh/t	2,49	AGEB 2008
Preis	Euro/t	8,75	Matthes & Ziesing 2011
	Euro/MWh	3,51	Matthes & Ziesing 2011
Emissionsfaktor (Durchschnitt aller Reviere)	t CO <sub>2</sub> /GJ	0,118	Ökoinstitut 2007
el. Wirkungsgrad BK-Kraftwerke (brutto)	%	38	Rechnerisch aus EWI&GWS&Prognos 2010
Installierte el. Leistung	GW <sub>el</sub>	22,5	BMU 2010
Volllaststunden	h/a	6814	EWI&GWS&Prognos 2010

	Einheit	Wert	Quelle / Kommentare
<b>Holzartige Biomasse</b>			
Heizwert Pellets (Wassergehalt < 10 %)	MWh	4,92	Rechnerisch aus Kaltschmitt et al 2009
Heizwert Hackschnitzel (Wassergehalt 30 %)	MWh	2,84	Rechnerisch aus Kaltschmitt et al 2009
Preis Pellets	Euro/MWh	28,4	APXENDEX
	Euro/t	134,12	
Mehrkosten des Pellettransports zu Binnenstandorten gegenüber Steinkohle	Euro/MWh	1,2	Annahme
Preis Hackschnitzel aus der Forstwirtschaft (Wassergehalt 30%)	Euro/MWh	20,88	BMU 2010
	Euro/t	70,76	
Preis Hackschnitzel aus KUP (Trockenmasse)	Euro/MWh	23,5	Annahme
	Euro/t	120	
<b>Allgemeine Daten</b>			
CO <sub>2</sub> -Zertifikatspreise	Euro/t CO <sub>2</sub>	15	EEX 2010
Spezifische Investitionen bei Mitverbrennung von 10 % Pellets	Euro/kW <sub>el</sub>	310	Annahme: die Hälfte der Investitionen der Mitverbrennung von Hackschnitzeln
Spezifische Investitionen bei Mitverbrennung von 10 % Hackschnitzeln	Euro/kW <sub>el</sub>	620	Mittelwert IPCC 2011
Zinssatz Fremd- und Eigenkapital	%	8	Annahme
Spezifische Betriebskosten der Mitverbrennung von Hackschnitzeln	Euro/MWh <sub>el</sub>	10,8	WGBU 2008
Spezifische Betriebskosten der Mitverbrennung von Pellets	Euro/MWh <sub>el</sub>	5,4	Annahmen: die Hälfte der Betriebskosten bei der Mitverbrennung von Hackschnitzeln
Betrachtungszeitraum	a	15	Annahme
Annuitätenfaktor	-	0,1168	Rechnerisch
Jährliche Preissteigerung	%	3	Annahme

Tabelle 3: Parameter zur Wirtschaftlichkeitsbetrachtung.

## Anhang II: Parameter zur Wirtschaftlichkeitsbetrachtung.

Parameter / Einheit	Hackschnitzel (Forst) regional	Hackschnitzel aus KUP regional	Pellets aus Restholz regional	Pelletimport aus KUP	Pelletimport aus Restholz
Preis Biomasse [Euro/MWh <sub>EE</sub> ] in 2010	20,9	23,5	29,7	29,7	29,7
Preis Emissionszertifikate [Euro/t CO <sub>2äq</sub> ] EEX in 2010	15	15	15	15	15
Preis Steinkohle [Euro / MWh] in 2010	15,1	15,1	15,1	15,1	15,1
spez. Emissionsfaktor v. Holz [g CO <sub>2</sub> /kWh <sub>EE</sub> ]	3,6	10,8	34,2*	81*	91,8*
CO <sub>2</sub> -Vermeidungskosten [Euro/t CO <sub>2äq</sub> ]	27	36	43	52	54

\* Durchschnitt der Emissionswerte von Holz und Erdgas als Prozessbrennstoff bei der Pelletierung.

Tabelle 4: Kostenparameter und CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten der Mitverbrennung von zehn Prozent holzartiger Biomasse in Steinkohlekraftwerken [APXENDEX; BMU 2010; BAFA 2011; KOM (2010)11].

**Anhang III: Preisszenarien zu Steinkohle, CO<sub>2</sub>-Zertifikaten und Biomasse.**

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Steinkohle [Euro/MWh]</b>										
niedrig	15,11	14,12	13,13	12,15	11,16	11,30	11,45	11,59	11,74	11,88
moderat	15,11	14,48	13,85	13,23	12,60	12,96	13,32	13,68	14,04	14,40
hoch	15,11	15,02	14,93	14,85	14,76	15,48	16,20	16,92	17,64	18,36
<b>CO<sub>2</sub>-Zertifikate [Euro/t CO<sub>2aq</sub>]</b>										
niedrig	16,5	17,0	17,5	18,0	18,5	19,0	19,5	20,0	20,5	21,0
moderat	22,0	23,0	24,0	25,0	26,0	27,0	28,0	29,0	30,0	31,0
hoch	26,5	28,0	29,5	31,0	32,5	34,0	35,5	37,0	38,5	40,0
<b>Holzpreis [Euro/MWh]</b>										
	28,38	28,60	28,82	29,04	29,26	29,48	29,70	29,92	30,14	30,36
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>Steinkohle [Euro/MWh]</b>										
niedrig	12,02	12,17	12,31	12,46	12,60	12,74	12,89	13,03	13,18	13,32
moderat	14,69	14,98	15,26	15,55	15,84	16,06	16,27	16,49	16,70	16,92
hoch	18,94	19,51	20,09	20,66	21,24	21,67	22,10	22,54	22,97	23,40
<b>CO<sub>2</sub>-Zertifikate [Euro/t CO<sub>2aq</sub>]</b>										
niedrig	21,3	21,6	21,9	22,2	22,5	22,8	23,1	23,4	23,7	24,0
moderat	31,5	32,0	32,5	33,0	33,5	34,0	34,5	35,0	35,5	36,0
hoch	41,2	42,4	43,6	44,8	46,0	47,2	48,4	49,6	50,8	52,0
<b>Holzpreis [Euro/MWh]</b>										
	30,58	30,80	31,02	31,24	31,46	31,68	31,90	32,12	32,34	32,56

Tabelle 5: Preisszenarien zu Steinkohle und CO<sub>2</sub>-Zertifikaten sowie Preissteigerung für holzartige Biomasse aus BMU-Leitstudie 2010 [BMU 2010; APXENDEX 2011].

# Abbildungsverzeichnis.

**Abbildung 1:**

Nationale Holznutzung und Holzpotenziale  
[auf Basis von: DBFZ 2009]. ..... 9

**Abbildung 2:**

Nationale und globale Holznutzung und Holzpotenziale  
[Expertenabschätzungen im Rahmen von: IPCC 2011;  
IEA Bioenergy 2009; Smeets & Faaij 2007;  
DBFZ 2009; IEA 2009].....10

**Abbildung 3:**

Spezifische Emissionsvermeidung bei der Substitution von  
Braun- und Steinkohle durch verschiedene holzartige Energie-  
träger [auf Basis von: KOM (2010)11; Ökoinstitut 2007].....15

**Abbildung 4:**

Absolutes CO<sub>2</sub>-Vermeidungspotenzial in Kohlekraftwerken und  
dem gesamten deutschen Kraftwerkspark in 2010 [auf Basis von:  
BMU 2010; UBA 2011; UBA 2008; KOM(2010)11].....16

**Abbildung 5:**

CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten verschiedener im Rahmen  
des EEG geförderter erneuerbarer Energien  
[auf Basis von IfNE 2010; BMU 2010].....18

**Abbildung 6:**

Schematische Darstellung zur Berechnung des Förderbedarfs  
der Mitverbrennung von zehn Prozent Holzpellets in  
Steinkohlekraftwerken..... 22

**Abbildung 7:**

Entwicklung des absoluten Förderbedarfs bei einem  
Mitverbrennungsanteil von zehn Prozent Pellets in Steinkohle-  
kraftwerken unter Berücksichtigung verschiedener  
Preisszenarien aus der BMU Leitstudie 2010 [auf Basis von:  
BMU 2010]..... 23

**Abbildung 8:**

Theoretische Förderhöhe für die Stromerzeugung  
aus der Mitverbrennung von zehn Prozent Holzpellets  
in Steinkohlekraftwerken bei verschiedenen  
Preisszenarien ..... 24

## Literaturverzeichnis.

- AGEB AG Energiebilanzen 2008: Heizwerte der Energieträger und Faktoren für die Umrechnung von spezifischen Mengeneinheiten in Wärmeeinheiten zur Energiebilanz 2000.
- APXENDEX 2011: Endex Wood Pellets Pricing. Aufgerufen im Internet am 11. Mai 2011: <http://www.apxendex.com/>.
- BAFA Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle 2011: Drittlandskohlebezüge und durchschnittliche Preise frei deutsche Grenze für Kraftwerkssteinkohle. Im Internet aufgerufen am 25. Mai 2011: <http://www.bafa.de/bafa/de/energie/steinkohle/statistiken/index.html>.
- BMU Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit 2010: Leitstudie 2010 – Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Stuttgart, Kassel, Teltow.
- Bundesregierung 2011: Gesetzentwurf der Bundesregierung – Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Stand: 06. Juni 2011.
- DBFZ Deutsches BiomasseForschungsZentrum 2009: Identifizierung strategischer Hemmnisse und Entwicklung von Lösungsansätzen zur Reduzierung von Nutzungskonkurrenzen beim weiteren Ausbau der energetischen Biomasse-nutzung – 1. Zwischenbericht. Leipzig.
- Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (Hrsg.) 2010a: dena- Netzstudie II – Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025. Berlin.
- Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (Hrsg.) 2010b: Kurzanalyse der Kraftwerksplanung in Deutschland bis 2020 (Aktualisierung). Berlin.
- EWI&GWS&Prognos Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln & Gesellschaft für wirtschaftliche Struktur-forschung & Prognos AG 2010: Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Basel, Köln, Osnabrück.
- IBS Ingenieurbüro für Haustechnik Schreiner 2009: Brennstoffdaten und Infos zu Biomasse. Im Internet aufgerufen am 25. Mai 2011: [http://energieberatung.ibs-hlk.de/plan-bio\\_brennst.htm](http://energieberatung.ibs-hlk.de/plan-bio_brennst.htm).
- IEA Internationale Energie Agentur 2009: World Energy Outlook 2009. Paris.
- IEA Bioenergy 2009: Bioenergy – A sustainable and Reliable Energy Source.
- IEA Bioenergy 2010: Opportunities and barriers for international bioenergy trade.
- IEA Bioenergy Task 32 (Hrsg.) 2009: Deliverable 4 – Technical status of biomass co-firing. Arnhem.
- IPCC Intergovernmental Panel on Climate Change 2011: Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation – Bioenergy. Cambridge und New York.
- Kaltschmitt, M.; Hartmann, H.; Hofbauer, H. 2009: Energie aus Biomasse. Leipzig.
- KOM(2010)11 – Bericht der Kommission an den Rat und das Europäische Parlament über Nachhaltigkeitskriterien für die Nutzung fester und gasförmiger Biomasse bei Stromerzeugung, Heizung und Kühlung.



- Matthes, F. & Ziesing, H.J. 2008: Entwicklung des deutschen Kraftwerksparks und die Deckung des Strombedarfs – Kurzexpertise für den Rat für Nachhaltige Entwicklung.
- Ökoinstitut 2007: Endenergiebezogene Gesamtemissionen für Treibhausgase aus fossilen Energieträgern unter Einbeziehung der Bereitstellungsvorketten. Darmstadt.
- Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG.
- Smeets, E. M. W. & Faaij, A. P. C. 2007: Bioenergy Potentials from Forestry in 2050. In: Climatic Change, Volume 81, Ausgaben 3-4, 353-390. DOI: 10.1007/s10584-006-9163-x
- UBA Umweltbundesamt 2008: Emissionsfaktoren und Kohlenstoffgehalte.
- UBA Umweltbundesamt 2011: Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix 1990-2009 und erste Schätzung 2010 im Vergleich zum Stromverbrauch.
- Vattenfall Europe AG & Land Berlin 2011: Vereinbarung zwischen dem Land Berlin und der Vattenfall Europe AG über Kriterien zur Nachhaltigkeit der Beschaffung von holzartiger Biomasse. Berlin.
- Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung von Biokraftstoffen (Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung – Biokraft-NachV).
- Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung von flüssiger Biomasse zur Stromerzeugung (Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung – BioSt-NachV).
- Wissenschaftlicher Beirat Agrarpolitik beim Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz 2007: Nutzung von Biomasse zur Energiegewinnung.
- WGBU Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen 2008: Welt im Wandel: Zukunftsfähige Bioenergie und nachhaltige Landnutzung – Technische und ökonomische Bewertung von Bioenergie-Konversionspfaden. Berlin.



# Abkürzungen.

a	Jahr	m <sup>3</sup>	Kubikmeter
BioSt-NachV	Biostrom-Nachhaltigkeitsverordnung	MJ	Megajoule
Biokraft-NachV	Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung	MWh	Megawattstunde
cm	Zentimeter	PEFC	Programme for the Endorsement of Forest Certification
CO <sub>2</sub>	Kohlendioxid	PJ	Petajoule
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz	t	Tonne
el.	elektrisch	TWh	Terawattstunde
EU	Europäische Union		
FSC	Forest Stewardship Council		
g	Gramm		
GWh	Gigawattstunde		
HS	Hackschnitzel		
kWh <sub>el</sub>	Kilowattstunde Strom		
kWh <sub>EE</sub>	Kilowattstunde bezüglich des Heizwerts der holzartigen Biomasse		
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung		
KUP	Kurzumtriebsplantage		

# Glossar.

## Blindleistung

Eine Leistung, die nicht zur Wirkleistung beiträgt. Jedoch ist die Blindleistung zur lokalen Spannungshaltung erforderlich.

## Degradierte Flächen

Flächen, die zum Beispiel aufgrund von Trockenheit, Erosion oder Schadstoffeintrag vergleichsweise niedrige Erträge liefern, für die Nahrungs- und Futtermittelproduktion ungeeignet sind oder nicht mehr genutzt werden.

## Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)

Bei der Stromerzeugung in thermischen Kraftwerken entsteht auch Wärme. In konventionellen Kraftwerken wird diese abgekühlt und an die Umwelt abgegeben. Bei der KWK wird diese Wärme in Form von Prozessenergie oder über Nah- und Fernwärmenetze zur Wärmebereitstellung genutzt. Dadurch werden der Wirkungsgrad und die Energieeffizienz gesteigert.

## Kurzumtriebsplantage (KUP)

Eine Anpflanzung von schnellwachsenden Baumarten wie z. B. Pappel oder Weide. Diese können u. a. auf landwirtschaftlichen Flächen etabliert und mit landwirtschaftlichen Erntemaschinen bestellt werden.

## Lebenszyklusanalyse

Eine Analyse aller Energie- und Materialflüsse von der Herstellung bis zur Beseitigung eines Produkts oder von einem Verfahren.

## Regelleistung (Regelenergie)

Die Regelleistung wird bereitgestellt, um ständig und jederzeit Abweichungen zwischen Stromangebot und -nachfrage ausgleichen zu können.

## Torrefizierung

Die thermische Behandlung von Biomasse, die z. B. dem Rösten von Kaffeebohnen ähnlich ist. Mithilfe der Torrefizierung kann der Wassergehalt von holzartiger Biomasse auf unter fünf Prozent gesenkt und die Biomassestruktur von faserartig zu spröde verändert werden. Torrefizierte Biomasse lässt sich deshalb nicht nur besser lagern, sondern auch einfacher mahlen als naturbelassenes Holz.



