Hintergrundinformationen zum Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland bis 2020

Die nachfolgenden Informationen sollen darlegen, wie ein ambitionierter Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien entsprechend den Festlegungen im Energiekonzept (mindestens 35 % bis 2020) erfolgen kann. Grundlage dafür ist der in der Bundesregierung abgestimmte nationale Aktionsplan für erneuerbare Energien (NREAP), den die Bundesregierung im Sommer 2010 der EU-KOM übermittelt hat.

1. Mengenmäßiger EE-Ausbau bis 2020

	Stromerzeugung (TWh)			**Leistung (GW)**		
	2006	**2010**	**2020 NREAP[1]**	**2006**	**2010**	**2020 NREAP**
Wasserkraft	20,0	19,7	20,0	4,7	4,8	4,3[2]
Windenergie	30,7	36,5	104,4	20,6	27,2	45,8
- Onshore	30,7	36,3	72,7	20,6	27,1	35,8
- Offshore	-	0,2	31,7	-	0,1	10
PV	2,2	12,0	41,4	2,9	17,3	51,8
Biomasse	18,5	33,5	49,5	2,2	3,9	8,8
davon Biogas, einschl. Klär-/Deponiegas	4,3	13,9	23,4	1,0	2,5	3,8
Erdwärme	-	0,03	1,7	-	0,01	0,3
EE-Strom gesamt	71,5	102	216,9	32,0	55,7	110,9
Brutto-Stromverbrauch	617	604	561			
EE-Anteil am Stromverbrauch	11,6%	16,8%	38,6 %			

Seit 2006 ist die **EE-Strommenge** insgesamt um gut 40 % gestiegen, d.h. im Durchschnitt **um etwa 10%** pro Jahr. 2010 lag sie bei rund 102 TWh. Bis 2020 erwartet der Nationale Aktionsplan für erneuerbare Energie eine Verdopplung auf 217 TWh/a. **Dieser Zubau ist ehrgeizig, aber realisierbar, wenn die bisherigen jährlichen EE-Wachstumsraten insbesondere durch den Ausbau der Offshore Windenergie im Mittel beibehalten** werden. Damit wird **2020 ein EE-Anteil von 38,6%** am Stromverbrauch erreicht, wenn es gleichzeitig gelingt, den Stromverbrauch von 604 TWh in 2010 auf 561 TWh in 2020 zu senken. Auch bei stagnierendem Stromverbrauch

[1] Die Angaben im NREAP zu erneuerbaren Energien unterliegen bestimmten methodischen Berechnungsanforderungen der EU-Richtlinie EE, z.B. existieren Normalisierungsregeln für Wind- und Wasserkraft. Dies führt zu leicht abweichenden Werten im Vergleich zu Ausbauschätzungen der BMU-Leitstudie 2010 oder vergleichbarer Studien, ohne dass dies jedoch grundlegende Aussagen oder Entwicklungen verändert.
[2] Aufgrund von Datenunsicherheiten wurden die Angaben im NREAP z.T. bewusst konservativ abgeschätzt.

würde das im Energiekonzept festgelegte Ziel (35%) erreicht. Der Nationale Aktionsplan enthält insoweit ein „Polster“ von rund 10%.

Wasserkraft und Erdwärme werden aus heutiger Sicht nur geringfügig zum weiteren Aufwuchs der EE beitragen. Die **entscheidenden Beiträge** kommen von der **Windenergie (an Land und auf See), der Biomasse und der Photovoltaik.**

Windenergie an Land

- Der Nationale Aktionsplan unterstellt in den zehn Jahren zwischen 2010 und 2020 einen nur noch moderaten weiteren Kapazitätszubau von insgesamt rd. 8 GW. Das ist weniger, als zuvor in nur fünf Jahren erreicht wurde (2005-2010: + rd. 9 GW)! Mit anderen Worten: Während in den letzten Jahren jährlich rund 1.600 MW zugebaut wurden, rechnet der Nationale Aktionsplan für die nächsten 10 Jahre **relativ konservativ** mit der **Hälfte des bisherigen Zubaus neuer Kapazitäten, d.h. rund 800 MW p.a.**

- Die Kapazitätsausweitung bis 2020 erfolgt dabei zunächst noch überwiegend durch Neubau, zunehmend aber durch Repowering, d.h. Neuanlagen, die bestehende Anlagen ersetzen Die mittlere Anlagegröße steigt von 1,3 MW auf rd. 3 MW. Für Neuanlagen geht der Aktionsplan bis 2020 sogar von einer durchschnittlichen Leistung von rd. 3,5 MW aus. **Wegen der zunehmenden Anlagengröße kann die Anzahl der Anlagen bis 2020 trotz zunehmender Gesamtkapazität von derzeit 21.000 (2010) um gut ein Drittel auf etwa 13.000 sinken.**

- Im Umkehrschluss bedeutet dies: Nutzt man die Flächenpotenziale stärker aus, so könnte sogar eine **deutlich höhere Stromerzeugung** aus Windenergieanlagen an Land erreicht werden. Entscheidend kommt es dafür darauf an, dass genügend **Eignungsflächen** ausgewiesen werden, restriktive **Höhenbegrenzungen** gelockert und **weitere Hemmnisse** (z.B. Radar-Problematik) überwunden werden. Auch um den erforderlichen Netzausbau zu begrenzen, wäre ein **Ausbau in Süddeutschland** besonders wünschenswert.

Windenergie auf See

- Bei der Stromerzeugung aus Windenergie-Offshore stützt sich der Nationale Aktionsplan auf das ehrgeizige Ziel der Bundesregierung von **10 GW** installierter Leistung bis 2020. Dies entspricht etwa den **derzeit bereits genehmigten Projekten**.

- Wegen der besseren Windverhältnisse produziert eine Windenergieanlage auf See deutlich mehr Strom als eine Anlage gleicher Leistung an Land. Baut man die Anlagen an Land höher, kommt man aber den Windverhältnissen auf See deutlich näher.

- Entscheidend kommt es darauf an, **die ersten Offshore-Windparks** jetzt rasch zu errichten, damit **Erfahrungen** gesammelt werden können. **Dadurch sinken die Risiken und die Kosten**, die Investitionsbereitschaft steigt.

- Um den Durchbruch für die Windenergie auf See sicherzustellen, ist ein **umfassendes Maßnahmenpaket** vorgesehen, das insbesondere folgende Maßnahmen umfasst:

  - Im EEG wird ein **optionales Stauchungsmodell** eingeführt (höherer Vergütungssatz über einen verkürzten Zeitraum), das eine schnellere Amortisation der Investitionen ermöglicht.
  - Im EEG wird die „**Sprinterprämie**“ (2 ct/kWh) in die Grundvergütung integriert und die Degression bis 2018 ausgesetzt. Dadurch bleibt die Grundvergütung bis einschließlich 2017 bei 15 ct/kWh.
  - Die Netzbetreiber werden **dauerhaft** zur **Anbindung der Offshore-Parks verpflichtet** (bisherige Befristung entfällt).
  - Mit dem **5 Mrd.-Programm der KfW** werden die Risiken für die ersten Offshore-Parks drastisch gesenkt.

Biomasse

- Aufgrund der begrenzten Potentiale und ökologischer Gesichtspunkte sieht der im Nationalen Aktionsplan unterstellte Ausbau zwischen 2010 und 2020 nur eine moderate Steigerung bei der Erzeugung von EE-Strom aus Biomasse vor. Die unterstellte **jährliche Wachstumsrate der EE-Erzeugung zwischen 2010 und 2020** von 1,5 bis 2 TWh **liegt deutlich unter den jährlichen Wachstumsraten der letzten Jahre** (rund 3 TWh/a).

- Der Ausbau lässt sich grundsätzlich vollständig aus **heimischen Potentialen** realisieren. Allerdings kann es - wie bereits heute - auch zu Biomasseimporten kommen.

- Die energetische Nutzung der Biomasse muss im **Einklang mit ökologischen Belangen** erfolgen und ein hohes Maß an Akzeptanz sicherstellen. Die Novelle des EEG wird dies berücksichtigen und Fehlanreize korrigieren (Maisanbau).

Photovoltaik

- Laut Nationalem Aktionsplan wächst die installierte PV-Anlagenkapazität zwischen 2010 (rd. 17 GW) und 2020 (52 GW) im Mittel jährlich nur noch um 3,5 GW. Aus heutiger Sicht wird unterstellt, dass der zuletzt drastische PV-Zubau (2010: +7,4 GW) durch sinkende Vergütungssätze („atmender Deckel“ im EEG) schrittweise zurückgeführt wird. (2011: + 6 GW, zum Ende des Jahrzehnts nur noch +2,5 – 3 GW/a). Bei höheren Ausbaumengen würde die inzwischen im EEG verankerte zusätzliche Degression dafür sorgen, dass die Kosten insgesamt nicht höher liegen als bei geringerem Ausbau.

- Der größte Teil des erwarteten Zubaus entfällt auf **Dachflächen**. Lediglich 6 % der in 2020 installierten Kapazität entfällt auf Freiflächen, für die nur rd. 18 km^2 benötigt würden – also 0,005 % der deutschen Fläche (weniger als ein Zehntausendstel).

- Der erwartete PV-Ausbau erfordert damit weniger als 1/3 des potentiell zur Verfügung stehenden (Dach- und Frei-)Flächenpotenzials.

Fazit

Der Nationale Aktionsplan unterstellt bei **Windenergie onshore, PV und Biomasse** in den nächsten Jahren Ausbauzahlen, die – zum Teil deutlich - **unter dem zuletzt erreichten Zubau** liegen. Bei Photovoltaik und Biomasse ist dies auch aus ökologischen und ökonomischen Gründen sinnvoll. Durch das **EEG** ist der entscheidende Anreiz gegeben, dass dieser Ausbau erreicht wird. Bei **Wind offshore muss in den nächsten Jahren jedoch eine deutlich stärkere Dynamik erreicht werden als in der Vergangenheit**. Die erforderlichen Impulse werden im EEG (z.B. Verschiebung der Degression, Stauchungsmodell) und durch weitere Maßnahmen (z.B. 5 Mrd.-Programm der KfW) getroffen. Außerdem bietet die Windenergie an Land bei entsprechendem politischen Willen und flankierenden Maßnahmen (Planungs- und Baurecht, vor allem auf Länderebene) zusätzliche Potentiale.

Der Aktionsplan enthält damit bezogen auf die Zielsetzung des Energiekonzepts (35% EE-Anteil am Stromverbrauch 2020) ein gewisses „Polster“. Verschiedene Studien gehen vor diesem Hintergrund davon aus, dass die Ausbauannahmen des Nationalen Aktionsplans noch übertroffen werden können. So geht die **EE-Branche** etwa in ihrer 2009 veröffentlichten Ausbauprognose davon aus, dass bei geeigneten rechtlichen Rahmenbedingungen im Jahr **2020 bereits 278 TWh Strom aus erneuerbaren Energien bereitgestellt** werden können (bei einer installier-

ten Leistung von 111 GW). In seinem Anfang dieses Jahres vorgestellten Sondergutachten „Wege zu einer 100% Stromversorgung aus erneuerbaren Energien“ geht der Sachverständigenrat für Umweltfragen von einer ähnlichen Größenordnung aus.

2. Ökonomische Wirkungen des EE-Ausbaus im Stromsektor

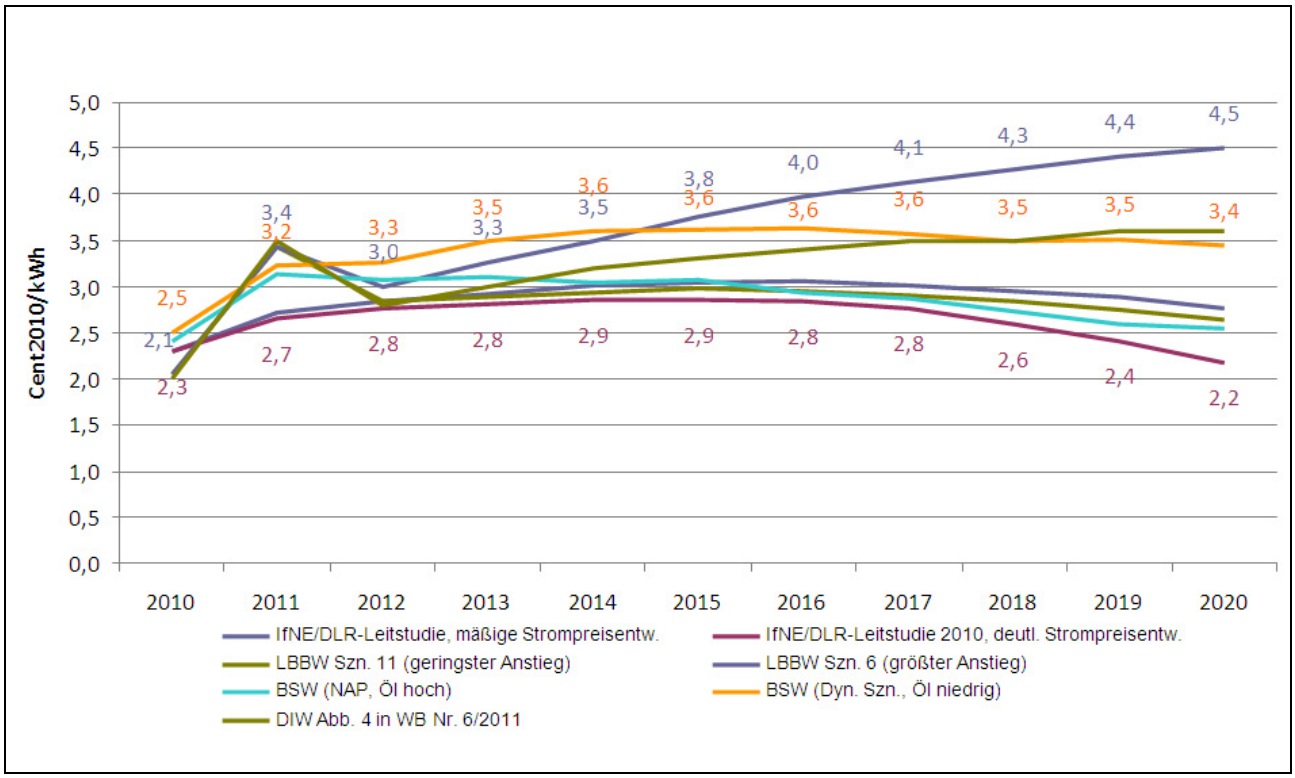
Der Ausbau erneuerbarer Energien hat **komplexe Kosten- und Nutzenwirkungen**. Im Blickpunkt stehen meist die sog. **Differenzkosten des EEG**. Sie werden berechnet als Differenz zwischen den gesetzlich garantierten Einspeisevergütungen und den Vermarktungserlösen des EEG-Stroms an der Börse. **Abhängig von den jeweiligen Annahmen existieren dazu sehr unterschiedliche Abschätzungen.**

Auf Grundlage einer EE-Ausbauentwicklung in der Größenordnung des Nationale Aktionsplans erwarten zwei aktuelle wissenschaftliche Untersuchungen unabhängig voneinander, dass der drastische Anstieg der **EEG-Differenzkosten und der hieraus resultierenden EEG-Umlage** in den nächsten Jahren zum Stillstand kommt. Trotz weiterhin deutlich steigender EEG-Stromeinspeisung ist demnach bis Ende des Jahrzehnts tendenziell sogar ein Rückgang der Umlage zu erwarten:

- **Institut für neue Energien (IfnE) und DLR** (Dezember 2010, für BMU): Die EEG-Umlage wird 2011 deutlich *unter* den von den ÜNB festgelegten 3,53 ct/kWh liegen; sie steigt – wenn ein mäßiger Anstieg der Börsenstrompreise unterstellt wird – bis 2015/2016 nur noch geringfügig auf ein Maximum von 3,1 ct/kWh. Über 2,8 ct/kWh (2020) sinkt die Umlage danach kontinuierlich (2030: 0,7 ct/kWh). Unterstellt man einen deutlichen Anstieg der Börsenstrompreise, so liegt die Umlage 2020 nur noch bei 2,2 ct/kWh. Alle Angaben in realen Preisen, d.h. inflationsbereinigt.

- **Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung** (DIW, Februar 2011): Die EEG-Umlage liegt 2020 bei 3,6 ct/kWh (ebenfalls in heutigen Preisen).

In jüngster Zeit haben auch **PROGNOS** im Auftrag des Bundesverbandes Solarwirtschaft (BSW) sowie die **Landesbank Baden-Württemberg (LBBW)** Studien zur möglichen Entwicklung der EEG-Umlage vorgelegt, die – wenn man die dort ausgewiesenen nominalen Zahlen um die Inflation bereinigt, d.h. in reale Größen bzw. in heutige Preise umrechnet - im **Grundsatz zu ähnlichen Ergebnissen** kommen (Ausnahme: Maximalszenario der LBBW-Studie, bei dem die Umlage bis 2020 auf 4,5 ct/kWh steigt – siehe Grafik). Die **nominalen Größen** für 2020 liegen bei einer angenommenen Inflation von 2 %/a **etwa 20 % höher.**



Entscheidende Faktoren für EEG-Umlage

a) Kosten der fossilen Stromerzeugung

Die entscheidende Annahme dafür, dass die EEG-Umlage trotz weiter zunehmender EEG-Einspeisung kaum oder gar nicht weiter zunimmt, ist die **Entwicklung des gegenzurechnenden Großhandelspreises für den vermarkteten Strom**. Hier wird das Bild derzeit verzerrt, weil abgeschriebene fossile Kraftwerke sowie die preisdämpfenden Auswirkungen der EE-Einspeisung (Merit-Order Effekts) den Börsenpreis bestimmen. Die **Vollkosten neuer fossiler Kraftwerke** sind dagegen durch das derzeitige Preisniveau nach einhelliger Meinung nicht gedeckt. Investitionen in neue Kraftwerke setzen also steigende Preise voraus. Zudem ergeben sich steigende Preise für fossile Kraftwerke auch aus der künftigen **Verknappung der Emissionsrechte**. Studien gehen i.d.R. davon aus, dass die Preise von CO2-Zertifikaten deutlich steigen werden. Auch werden mittel- langfristig die Preise für Gas und Kohle steigen.

Die oben zitierten Studien gehen vor diesem Hintergrund ausnahmslos von einem Anstieg der Stromgestehungskosten fossiler Stromerzeugung und – hiermit verbunden – steigenden Börsenpreisen aus (z.B. IfnE/DLR: Anstieg bis 2020 auf 6 bis 7 ct/kWh; PROGNOS 6 - 8 ct/kWh; LBBW 5,5 bis 6,5 ct/kWh). Würde man dagegen einen stagnierenden Börsenpreis von 5 ct/kWh annehmen, so ergäbe sich für die zitierte BMU-Studie (DLR/Ifne) für 2020 eine EEG-Umlage von rd. 3,2 ct/kWh (d.h. rd. 0,4 ct/klWh höher als oben genannt).

Steigende Börsenpreise kompensieren in den Studien die bis auf Weiteres steigende EEG-Vergütungszahlungen und führen im Ergebnis zu sinkenden EEG-Differenzkosten. Konkret: Ein Anstieg der Börsenpreise um 1 ct/kWh senkt die Differenzkosten für jede kWh EEG-Strom um 1 ct, bei 100 TWh EEG-Strom (entspricht der EEG-Strommenge 2010) also um 1 Mrd. €. Wäre also z.B. der Börsenstrompreis 2010 um 1 ct höher gewesen, so hätten sich statt rund 9 Mrd. € nur 8 Mrd. € Differenzkosten ergeben und die EEG-Umlage wäre um 10% niedriger ausgefallen.

b) Kosteneffizienz im EEG

Wesentlich für die Entwicklung der EEG-Umlage sind außerdem die weitere **Ausbaugeschwindigkeit der erneuerbaren Stromerzeugung** und die **Entwicklung der Vergütungssätze,** insbesondere im Bereich der teureren und im EEG entsprechend höher vergüteten Sparten PV, Wind-Offshore sowie Biomasse. Bei **PV** haben Bundesregierung und Bundestag im vergangenen Jahr auf die explosionsartige Entwicklung entschlossen reagiert und damit den weiteren Kostenanstieg wirksam gebremst. Im Vergleich zu 2009 wird 2012 bei PV voraussichtlich eine Halbierung erreicht. Bei **Biomasse** sieht der EEG-Erfahrungsbericht ebenfalls Kürzungen vor. Dagegen ist bei der **Windenergie auf See** eine Verbesserung der Rahmenbedingungen unerlässlich, wenn hier der Durchbruch geschafft werden soll. Insgesamt kommt es bei der EEG-Novelle darauf an, die Vergütungssätze so festzulegen, dass einerseits der angestrebte dynamische Ausbau der Erneuerbaren erreicht und andererseits eine Überförderung – insbesondere bei den teuren Technologien – vermieden wird.

c) Zunehmende Direktvermarktung

Zudem wird es durch den erwarteten Anstieg der fossilen Stromerzeugungskosten (s. u.) immer mehr EE-Anlagen möglich, auch ohne zusätzliche finanzielle Anreize das EEG-Vergütungsregime zu verlassen und in die Direktvermarktung zu wechseln. Dieser Effekt betrifft zunächst die Windenergie an Land (deren Vergütung auf knapp 5 ct/kWh sinkt, sobald die Anlagen aus der Anfangsvergütung in die Grundvergütung „rutschen“), danach Wasserkraft sowie weitere Windkraftanlagen).

d) Ausnahmen von der Umlage begrenzen

Für die Entwicklung der EEG-Umlage ist schließlich entscheidend, dass es **nicht zu einer Ausweitung von Ausnahmeregelungen** kommt. So sind durch die Besondere Ausgleichsregelung, das Grünstromprivileg oder auch die industrielle Eigenerzeugung erhebliche Strommengen von der

EEG-Umlage befreit. Dies erhöht die Umlage für die nicht begünstigten Stromverbraucher. Allein die Besondere Ausgleichsregelung führt für die privaten Haushalte und die nicht begünstigten Unternehmen zu einer Mehrbelastung von derzeit knapp 20%. Entscheidend ist, dass inzwischen das Grünstromprivileg deutlich begrenzt wurde.

Gesamtwirtschaftlich ausgerichtete Untersuchungen sehen z. T. noch deutlich niedrigere Differenzkosten. Dies ist vor allem davon abhängig, ob bzw. wie neben den einzelwirtschaftlichen Größen auch **externe Kosten der fossilen Stromerzeugung** berücksichtigt werden.