



**Kommentar zur Studie
„Energieszenarien für ein Energiekonzept
der Bundesregierung.“**

**Hier: Ausbau erneuerbarer Energien
im Strombereich,
Großhandelspreis
für Strom und resultierende
„Differenzkosten“ der EE-Stromerzeugung.**

Dr. Joachim Nitsch

**DLR –Institut für Technische Thermodynamik,
Abt. „Systemanalyse und Technikbewertung“**

Stuttgart, 5. September 2010

1. EE- Ausbauintensität

In den Szenarien zum Energiekonzept [E-Konzept 2010] lässt die Ausbauintensität der EE im Stromsektor nach 2020 extrem stark nach. So erfolgt z.B. der Wind-Onshore- Ausbau zwischen 2008 und 2020 um 10 GW und in den nächsten 30 Jahren nur noch um weitere 3 GW auf insgesamt 36,4 GW. Die Anlagen werden durchweg mit relativ niedrigen Volllaststunden betrieben (maximal in 2040 mit 2100 h/a)¹. In 2050 werde die Anlagen, bei weiterem Zubau um 1 GW, massiv zurückgeregelt, ihre Auslastung beträgt in 2050 nur noch **1550 h/a (Sz IIA) bis 1960 h/a (Sz IV)**. Die Stromerzeugung aus Wind-Onshore sinkt (!!) deshalb zwischen 2040 und 2050 und zwar um 17 TWh/a in Sz IIA und Sz IIIA bzw. um 5 TWh/a in Sz IVA. Beide Annahmen – die Stagnation des Ausbaus nach 2020 und das Zurückfahren bereits installierter Anlagen – sind wenig sinnvoll, sie kommen nur durch die gesetzten ökonomischen Annahmen der Modellrechnung zustande (s. unten)

Die Wind-Offshore-Kapazität (in deutschen Gewässern) kommt bis 2050 nicht über 17 GW (Sz IV A) bis 28 GW (Sz II A und III A) hinaus. (Basisszenario 2010: 41 GW in 2050). Auch hier macht ein schwacher Ausbau nach einem erfolgreichen Markteintritt (der wird ja unterstellt) wenig Sinn. Auch der PV-Ausbau wird stark gedrosselt. Der 2020iger Wert von 33 GW bedeutet, dass der jährliche Zubau bis 2020 massiv zurückgefahren werden müsste auf ca. 1000 MW/a (nach einem Maximum von ca. 6 000 MW/a in 2010). Danach würden nur noch 6 GW innerhalb der nächsten 30 Jahren zusätzlich installiert.²

Mit derart niedrigen Umsätzen bei Wind und PV im Inlandsmarkt könnte nach 2020 die entsprechende deutsche Industrie nur überleben, wenn sie massive Erfolge in Exportmärkten vorweisen könnte.

Die Stromerzeugung aus Biomasse ist mit maximal 41 TWh/a bzw. 6 GW insgesamt plausibel, da der größere Teil der Biomasse im Verkehr eingesetzt wird (Werte im Basisszenario 2010: 60 TWh/a aus Biomasse bei geringerem Einsatz im Verkehr). Die Geothermie-Stromerzeugung wird mit 0,7 GW in 2050 (Basisszenario 2010: in 2050 3,7 GW) kaum genutzt. Das wird mit hohen Kosten begründet. Sie könnte jedoch – ebenso wie die fossile KWK – ökonomisch vom steigenden Wert ausgekoppelter Wärme profitieren, zumal bei den niedrigen Wirkungsgraden der Stromerzeugung aus Geothermie die Nutzung von Wärme an sich zwingend ist. Diese Option ist offenbar nicht berücksichtigt worden.

Die gesamte EE-Stromerzeugung wächst aus den genannten Gründen nach 2020 nur noch relativ gering. In 2020 liegt sie bei 195 TWh/a (Sz IVA) bis 204 TWh/a (andere Sz). Im Basisszenario 2010 erreicht sie in 2020 bereits 227 TWh/a (entsprechend knapp 40% Anteil, wie auch im NREAP festgelegt). In den weiteren 30 Jahren stagniert der EE- Markt nahezu. In 2050 werden insgesamt

¹ im Basisszenario 2010 A [Leit 2010] steigt die mittlere Auslastung von Onshore-Anlagen wegen höherer und leistungsstärkerer Anlagen kontinuierlich von 2150 h/a in 2020 auf 2300 h/a in 2030 und auf 2600 h/a in 2050. Insgesamt werden dort 40 GW installiert, was bei der genannten Auslastung zu einer Stromerzeugung von 104 TWh/a in 2050 führt.

² die vergleichbaren Zahlen im Basisszenario 2010 A lauten: 52 GW in 2020 (Korridor von 3500 GW/a) und 65 GW in 2050.

zwischen 255 (SzIV) und 287 TWh/a (Sz IIIA) erzeugt³. Nach installierter Leistung wächst der (inländische) EE-Markt nach 2020 nur noch um 14 (Sz IA) bis 19 GW (Sz IVA) innerhalb 30 Jahren. An EE-Leistungen sind in 2050 dann 106 bis 117 GW installiert.

Das ist völlig unplausibel. Es würde bedeuten, dass die mit großem Aufwand (EEG etc.) seit 1990 unterstützte inländische Marktentwicklung, die um 2020 nach Durchlaufen der Lernkurve eigentlich eigenständig weiter laufen sollte, danach weitgehend zum Erliegen käme. Damit wären die getätigten Aufwendungen weitgehend vertan. Die deutsche EE-Branche müsste sich fast ausschließlich auf den Exportmarkt konzentrieren, was ohne stabile Inlandsmärkte schwierig wäre. Das ist aber lediglich ein Ergebnis der in der Studie einseitig gesetzter Kostenrelationen (siehe unten).

Der EE-Import wächst bis 2050 auf 67 (Sz. IA) bis 84 TWh/a (Sz. IV A). Die Leistungen sind nicht ableitbar, da in der Tabelle: Bruttostromerzeugungskapazitäten (A 1-11) nur inländische Kapazitäten angegeben sind⁴. Korrekt ist, dass im Vergleich der EE-Technologien untereinander importierter EE-Strom aus CSP und hochergiebigem europäischen Küstenstandorten für Wind relativ zur EE-Erzeugung im Inland nach 2030/2040 einschließlich Transportkosten (mittels HGÜ) sehr kostengünstige Optionen sein dürften. Im Zusammenhang mit der unterstellten weiteren Nutzung „kostengünstiger“ Kernenergie und generell niedrigen Stromkosten in einigen europäischen Ländern kann dieser Ausbau aber nur über die in der Studie unterstellte Abwälzung der Investitionskosten mittels europäischem EEG oder ähnlichen Instrumenten erfolgen. Diese Folgerung resultiert wiederum aus den einseitigen Kostenannahmen (siehe unten), die Strom aus EE generell als relativ teure Option erscheinen lassen. Die in der Studie gesetzten Rahmenbedingungen erzwingen daher die jahrzehntelange Aufrechterhaltung eines derartigen künstlichen EE-Marktes.

2. Großhandelspreise und ungefähre Stromgestehungskosten fossiler Kraftwerke

In der Studie wird von relativ niedrigen Großhandelspreisen für Strom ausgegangen, die vor allem in 2050 auf ein extrem niedriges Niveau von 18 bis 33 €/MWh sinken (2007: 38; 2008: 67 €/MWh). Gleichzeitig wird davon ausgegangen, dass diese Großhandelspreise die Vollkosten des konventionellen Kraftwerksparks decken (S. 129). Das erscheint unverständlich. Die Vollkosten neuer fossiler CCS-Kraftwerke liegen in 2050 bei mindestens 70 – 80 €/MWh (u.a. RECCS-Studien). Für das Basisszenario 2010 A werden bei niedrigem Preispfad B Vollkosten zwischen 70 (Braunkohle) und 95 (Gas) ermittelt (**Abbildung 1**). Selbst die niedrigen Kostenannahmen der Energieprognose 2009 erreichen in 2030 Vollkosten für Strom zwischen 60 und 70 €/MWh/a. Diese Werte gelten für Volllaststunden von 7000 h/a. Die Auslastung fossiler Kraftwerke sinkt aber bei hoher Durchdringung mit EE. In den Szenarien wird von Volllaststunden fossiler Kohlekraftwerke in 2050 zwischen 4800 und 6200 h/a ausgegangen. Es ist deshalb nicht nachvollziehbar, wie eine Deckung der Vollkosten fossiler Kraftwerke, zumindest von Neukraftwerken, also speziell CCS-Kraftwerken sicher-

³ Zum Vergleich die Werte des Basisszenarios 2010 A: in 2050 werden 365 TWh/a EE-Strom im Inland erzeugt, also rund 100 TWh/a mehr (ohne die im dortigen Szenario noch unterstellten zusätzliche 80 TWh/a für H₂-Erzeugung); die installierte Leistung liegt bei 160 GW. Allerdings liegt im Basisszenario die Stromnachfrage mit 488 TWh/a Endenergie in 2050 (u.a. wegen hoher Elektromobilität, WP) höher als in den Sv I – IV A mit 400 bis 423 TWh/a.

⁴ Im Basisszenario 2010 wird in 2050 sogar von 124 TWh/a EE-Import mit einer Leistung von 21 GW ausgegangen (Mischung von CSP und hochergiebigem Windanlagen (Atlantikküste u.a.)) ausgegangen. Dahinter steht jedoch das Konzept einer konzertierten europäischen Anstrengung zur optimalen Nutzung der europäisch/nordafrikanischen EE-Quellen. Dazu gehört allerdings im Basisszenario 2010 die Annahme, dass nach 2030/2040 insbesondere EE-Strom aus CSP und hochergiebigem Windstandorten kostengünstiger (nach Vollkosten gerechnet) sein wird als fossiler und nuklearer Strom aus Neukraftwerken.

gestellt ist. Denkbar ist eine Mischkalkulation von Alt- und Neukraftwerken (?) - hier sollte eine detaillierte Erläuterung der errechneten Großhandelspreise verlangt werden.

Folgt man der Argumentation der Studie, so ist aber das sehr niedrige Preisniveau der Großhandelspreise für die fossil/nukleare Versorgung kostendeckend (einschließlich „preiswertem“ nuklearen Import?). Wie bereits in meinem Papier „Was kostet der Import fossiler Energie in der Zukunft“ vom 24.8. 2010 erläutert, ist eine Ursache das sehr niedrige zukünftige Kostenniveau der Brennstoffe für fossile Kraftwerke, insbesondere von Kohle (S. 41). Dringend erforderlich ist daher eine Sensitivitätsrechnung mit einer höheren Preisvariante für fossile Brennstoffe. Wichtige energiepolitische Entscheidungen aus Studienergebnissen abzuleiten, die auf nur einem, zudem niedrigen Preispfad aufbauen, birgt die Gefahr von groben Fehlentscheidungen.

Eine erste Überprüfung der Investitionskosten fossiler Kraftwerke zeigt dagegen eine gute Übereinstimmung mit den Angaben anderer Untersuchungen (Betriebskosten nicht überprüft).

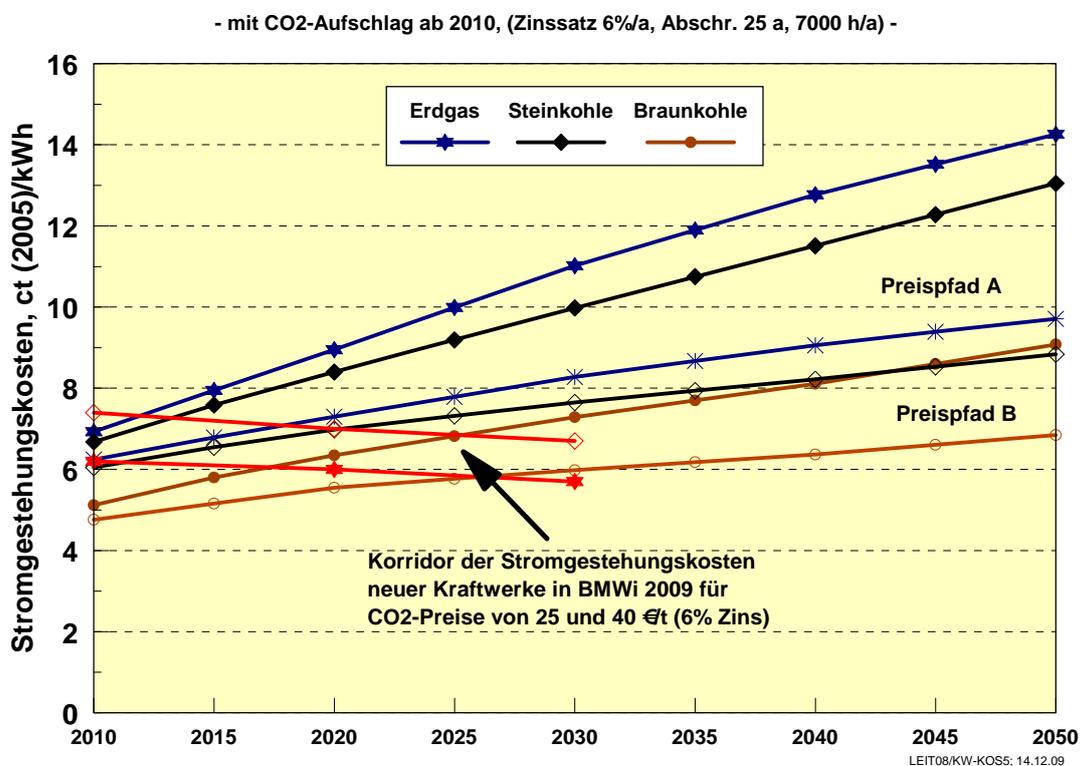


Abbildung 1: Bandbreite der Stromgestehungskosten neuer fossiler Kraftwerke (Volllaststunden 7000 h/a) als Funktion der Brennstoffpreisentwicklung (einschließlich CO₂-Aufschlag) der Preispfade A: „Deutlich“ und B: „Mäßig“ [BMU 2010] und Korridor der Stromgestehungskosten nach [EP 2009] für CO₂-Preise von 25 €/t und 40 €/t.

3. Stromgestehungskosten (Vollkosten) erneuerbarer Energien

Ein wesentlicher Grund der stetigen Förderung erneuerbarer Energien resultiert aus der Erkenntnis, dass diese größtenteils „jungen“ Technologien noch beträchtliche Kostensenkungspotenziale besitzen. Diese können jedoch nicht ausschließlich durch F+E- Anstrengungen mobilisiert werden. Vielmehr muss parallel dazu ein dynamisches Marktwachstum angestoßen und über eine längere Zeit aufrechterhalten werden, damit die produktionsseitigen Lerneffekte unter realen Bedingungen, also durch ein ausreichend hohes Mengenwachstum, mobilisiert werden können.

Für die EE-Technologien zur Stromerzeugung stellen sich nach den Berechnungen für die Leit-szenarien längerfristig Gestehungskosten (Vollkosten) zwischen 5 und 9 cts/kWh_{el} ein (**Abbildung 2**), wobei dieser Wert bei Biomasse-Anlagen und bei Strom aus Erdwärme relativ stark von der Höhe der Wärmegutschrift abhängen. Auch die Fotovoltaik wird dann in mitteleuropäischen Breiten Stromgestehungskosten unter 10 cts/kWh_{el} erreichen. Die durchschnittlichen Stromgestehungskosten der im Basisszenario 2010 installierten Neuanlagen lagen in 2008 bei 12 cts/kWh_{el} (ohne Fotovoltaik bei 9,5 cts/kWh_{el}). Auf Grund des derzeit deutlichen Wachstums von Fotovoltaik- und von Biogasanlagen sowie der bevorstehenden Errichtung von Offshore-Windkraftanlagen werden sie bis 2012 noch auf etwa 14 ct/kWh_{el} steigen (ohne Fotovoltaik auf knapp 10 cts/kWh). **Bis 2050 sinken sie dann kontinuierlich auf rund 6 ct/kWh_{el}.** Am kostengünstigsten sind dann Windkraftanlagen mit 5 ct/kWh (Volllaststunden Onshore 2600 h/a; Offshore 4000 h/a); Strom aus Geothermie (nur mit Wärmegutschrift bei Auskopplung der großen Nutzwärmemengen) mit 6 ct/kWh und EE-Stromimport mit knapp 7 ct/kWh.

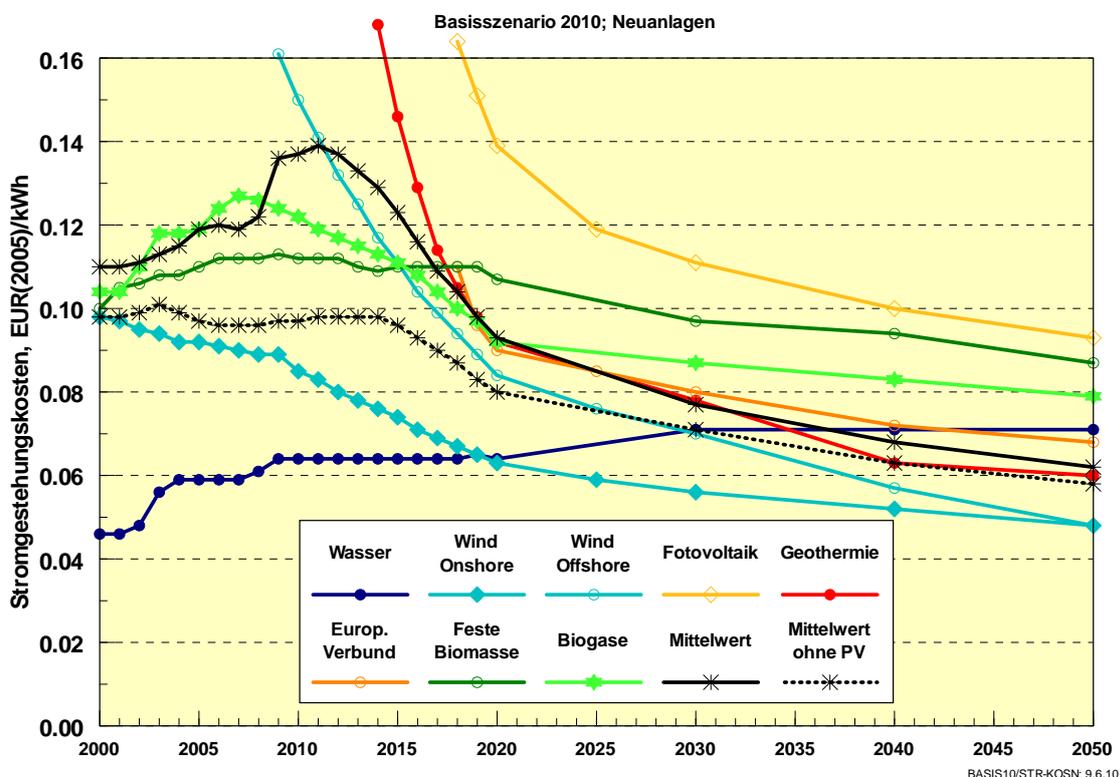


Abbildung 2: Kostenentwicklung der stromerzeugenden EE-Technologien bis 2050 und des Mittelwerts des gesamten EE-Mixes im Basisszenario 2010 A (Geldwert 2005; realer Zinssatz 6%/a; jeweils Mittelwerte mehrerer Einzeltechnologien).

Zu beachten ist dabei der gewählte Diskontsatz von 6% (außerdem Preisniveau 2005). In der Energiekonzeptstudie wird mit 10% Diskontsatz gerechnet. **Hohe Diskontsätze** benachteiligen grundsätzlich Technologien mit hohem Kapitaleinsatz, also insbesondere EE. Zwar ist betriebswirtschaftlich ein Diskontsatz von 10% korrekt, da aber in der Studie volkswirtschaftliche Wirkungen errechnet werden und auch die Energiepolitik volkswirtschaftliche Bewertungen anstellt, sollten alle Kostenkalkulationen parallel auch mit **Zinssätzen zwischen 4 und 6% gerechnet werden.**

Eine Überprüfung der spezifischen Investitionskosten der EE (S. 38) zeigt im wesentlichen eine gute Übereinstimmung mit den Daten der Leitstudien. Wind und Biomasse-Daten sind praktisch identisch, PV und Geothermie sind etwas höher angesetzt. Auch solarthermische Kraftwerke stimmen

mit den Werten der CSP-Studien des DLR überein. Bei Wasserkraft fällt auf, dass die spezifischen Investitionen von Großanlagen höher sind als diejenigen kleiner Anlagen (möglicherweise verwechselt?). Betriebskosten sind (noch) nicht nachgeprüft. Da aber speziell für Onshore-Windanlagen von niedrigen bis sehr niedrigen Volllaststunden (in 2050) ausgegangen wird, werden dessen Stromgestehungskosten deutlich zu hoch ausfallen. Dies verstärkt in 2050 die Kostendifferenz zu den sehr niedrigen Großhandelspreisen.

4. Einschätzung der Differenzkosten (bzw. EEG-Umlage) beim Ausbau erneuerbarer Energien

Nach obigen Überlegungen wären in 2050 bei einem Großhandelspreisniveau von 60 €/MWh und mehr die Vollkosten der EE gedeckt. Dies wird u.a. in den Leitstudien unterstellt mit 135 €/MWh (Preispfad A; ist gleichzeitig volle Internalisierung externer Kosten), 90 €/MWh (Preispfad B) und 65 €/MWh (Preispfad C)⁵. In 2030 wäre nach den Angaben in Abbildung 2 noch ein Preisniveau von rund 80 €/MWh zur Deckung der Vollkosten der EE (einschließlich PV) erforderlich. Dies wird in den Leitstudien zu diesem Zeitpunkt nur mit dem Preispfad A erreicht (siehe auch Tabelle 2).

Bei den in der Energiekonzeptstudie angenommenen Großhandelspreisen (S. 129) sind also die EE **dauerhaft nicht wirtschaftlich** bzw. ist keine Deckung der Vollkosten möglich. Deshalb ist nicht verwunderlich, wenn dort verschiedene Förderinstrumente für eine Weiterführung der EE-Unterstützung (was dann sehr rasch auch als „dauerhafte Subvention“ bezeichnet werden kann) im europäischen Rahmen vorgeschlagen werden. Da EE-Import relativ eine der kostengünstigsten EE-Optionen ist, kommt folgerichtig (neben dem Import nuklearen oder fossilen (?) Stroms) auch diese Option in den Szenarien kräftig zur Wirkung.

Die ermittelte dauerhafte Unwirtschaftlichkeit von EE gegenüber einer nuklearen bzw. CCS-Stromerzeugung, wie sie in der Energiekonzeptstudie zum Ausdruck kommt, kann wohl kaum die Basis für eine energiepolitische Entscheidung zugunsten eines langfristig vollständigen Umbaus der Energieversorgung zugunsten der EE sein. Es sei aber nochmals betont, dass diese Ergebnisse m.E. im Wesentlichen auf die Annahme sehr niedriger fossiler Brennstoffpreise und zusätzlich unverständlich niedriger Großhandelspreise für Strom zurückzuführen ist. Dies sollte grundsätzlich hinterfragt werden.⁶

Die in der Energiekonzeptstudie ermittelte Höhe der Differenzkosten der EE (was im Wesentlichen einer für den EE-Import erweiterten EEG-Umlage entspricht) entsprechend der Abbildung 3.2.3.3-2 auf S. 130 sind aus o. g. Gründen daher bestenfalls für das Jahr 2020 belastbar. Den dort ermittelten Werten wird die entsprechende Umlage der für das Basisszenario 2010 A ermittelten Differenzkosten gegenübergestellt (umgerechnet auf Preisbasis 2008; Details im Anhang; **Tabelle 1**). Für 2020 liegen die Angaben der Zielszenarien zur EEG-Umlage mit 3,5 bis 4, 0 ct/kWh erwartungsgemäß nahe bei den Werten des Preispfads D mit 3,8 ct/kWh. Bis 2030 folgen sie näherungsweise ebenfalls den Werten des Preispfads D, da die angenommenen Großhandelspreise bis zu diesem Zeitpunkt mit 40 bis 50 €/MWh relativ gering vom Wert des Pfads D mit 55 €/MWh abweichen. In 2050 ist die errechnete EEG-Umlage mit 4,1 ct/kWh (Sz IV A) bis 5,5 ct/kWh) wegen der stark gesunkenen Großhandelspreise um das Zwei- bis Dreifache höher als diejenige des

⁵ Zusätzlich wird in den folgenden Ausführungen ein gegenüber gegenwärtig unverändertes Preisniveau (Preispfad D) mit ~ 55 €/MWh betrachtet.

⁶ Die trotzdem relativ unproblematischen volkswirtschaftlichen Auswirkungen der Zielszenarien kommen m. E. überwiegend durch die in den Szenarien unterstellten sehr deutlichen Effizienzsteigerungen zustande.

Pfads D. Zu den anderen Preispfaden ergeben sich bereits ab 2030 deutliche bis (in 2050) dramatische Unterschiede.

Tabelle 1: Erweiterte EEG-Umlage (einschließlich EE-Import) für den EE-Ausbau im Basisszenario 2010 A (in ct₂₀₀₈/kWh)

	2015	2020	2030	2040	2050
Preispfad D (Konstanz)	3,2	3,8	3,6	2,3	1,9
Preispfad C (Geringer Anstieg)	3,1	3,5	2,5	0,4	-1,5
Preispfad B (Mäßiger Anstieg)	3,1	3,0	1,1	-2,0	
Preispfad A (Deutlicher Anstieg)	3,0	2,1	-1,0		
„Preispfad E“ (Externe Kosten bereits heute)	0,8	0,4	-1,8		
Zielszenarien A des Energiekonzepts		3,5 – 4,0	2,6-3,6	2,3-2,8	4,1-5,5

Es zeigt sich an den Ergebnissen der Energiekonzeptstudie im Bereich der Stromversorgung, dass die Bewertung der Vorteilhaftigkeit eines deutlichen Ausbaus erneuerbarer Energien entscheidend von der Einschätzung der zukünftigen Preisentwicklung fossiler Energieträger und den vermuteten Möglichkeiten des zukünftigen Imports von kostengünstigen Strom aus fossilen oder nuklearen Quellen abhängt. Die daraus ermittelten Großhandelspreise für Strom bestimmen die „Wirtschaftlichkeit“ von EE-Strom, falls gleichzeitig unterstellt wird, dass diese Großhandelspreise die Vollkosten konventioneller (Neu-)Kraftwerke decken.

Damit können Haltungen verstärkt werden, die auf einem EE-Ausbau basierende Klimaschutzmaßnahmen als ständige Belastungen der Volkswirtschaft sehen. Schon aus Vorsorgegründen, aber auch um die negativen Auswirkungen immer stärker schwankender und im Mittel mit sehr großer Wahrscheinlichkeit steigender Energiepreise abzufedern, ist es empfehlenswert, Energiekonzepte und Energieszenarien (zumindest in parallelen Sensitivitätsbetrachtungen) vor dem Hintergrund merklich und stetig steigender Energiepreispfade zu bewerten. Sonst besteht die Gefahr, dass der Energiepolitik unzulängliche bzw. sogar falsche Empfehlungen für die zu ergreifenden Maßnahmen auf den Weg gegeben werden. Es spricht sehr viel dafür, dass der wirtschaftliche „Schaden“ einer möglicherweise zu hoch eingeschätzten Energiepreisentwicklung wesentlich geringer ist, als der einer zu niedrig angenommenen Entwicklung, da verlorene Zeit nachträglich teuer erkaufte werden muss

Anhang I: Absolute Differenzkosten im Basisszenario 2010 A

Werden alle stromerzeugenden EE-Anlagen zusammengeführt, so ergibt sich für die jährlich anfallenden Differenzkosten im Basisszenario 2010 A (Eckdaten siehe Anhang II) das in **Abbildung 3** und **Tabelle 2** dargestellte Bild. Eine Preisentwicklung gemäß Pfad A führt zu Differenzkosten (vgl. auch Abbildung 4) von maximal 11,5 Mrd. €/a in 2015 und erreichen um 2027 die Nulllinie. Im Jahr 2040 (Tabelle 5) sind die Vorleistungen auch unter Einschluss der Fotovoltaik nahezu getilgt. Für den Pfad B dauert die Tilgung bis kurz nach 2050.

Im Pfad A werden im Jahrzehnt 2041- 2050 die Energiekosten gegenüber einer fossilen Stromversorgung bereits um 330 Mrd. € verbilligt. Auch unter Einbeziehung der Fotovoltaik zeigt sich am Beispiel des Pfades E die eindeutige ökologische Vorteilhaftigkeit des EE-Ausbaus. Die Differenzkosten würden nur kurzfristig über das Nullniveau steigen und erreichten maximal 3,5 Mrd. €/a. Die hohen kumulierten negativen Differenzkosten dieses Pfades zeigen deutlich, welcher „Schaden“ der Volkswirtschaft durch die noch sehr unzulängliche Internalisierung der Kosten eines verschleppten Klimaschutzes entstehen.

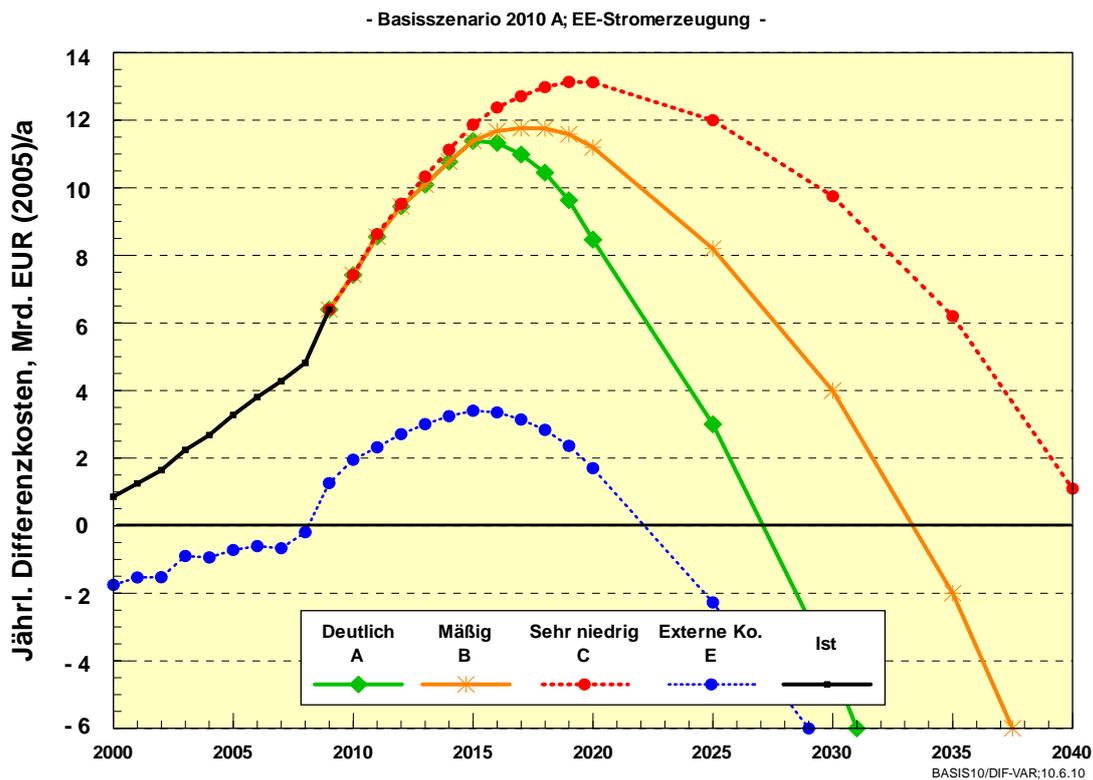


Abbildung 3: Differenzkosten des gesamten EE-Ausbaus im Strombereich (einschließlich PV) für verschiedene Annahmen zu den zukünftigen anlegbaren Strompreisen (Basisszenario 2010 A)

Tabelle 2: Kumulierte Differenzkosten des EE-Ausbaus im Stromsektor gemäß Basisszenario 2010 A für fünf unterschiedliche Pfade des anlegbaren Strompreises (Mrd. €₂₀₀₅)

Preispfade	A	B	C	D	E
bis 2009	31	31	31	31	-8
bis 2020	140	148	155	161	+23
bis 2030	161	224	269	298	0
bis 2040	16	198	323	407	-155
bis 2050	- 330	51	301	485	-501

Tendieren die zukünftig anlegbaren Strompreise dagegen in Richtung Pfad C (oder gar Pfad D) können die Differenzkosten beträchtliche Ausmaße annehmen. In Pfad C steigen die kumulierten Werte bis 2040 auf 323 Md. €, um erst danach wieder leicht abzunehmen. Im Extremfall (Pfad D) würden die Differenzkosten bis 2050 sogar auf 485 Mrd. € auflaufen. Hält man die dahinterliegenden Kosten- und Preisrelationen für angemessen (vgl. EP 2009; teilweise auch die Werte des Energiekonzepts 2010), so kommt man hinsichtlich der Angemessenheit eines EE-Ausbaus zu deutlich anderen Schlussfolgerungen als im Fall der für die Leitszenarien unterstellten Relationen. Eine derartige Entwicklung entspricht aber in der Praxis einem weitgehenden Versagen der Energie- und Klimaschutzpolitik, weil anfallende externe Kosten durch unzulängliche Instrumente nicht in ausreichendem Maß internalisiert würden. Die kumulierten Differenzkosten des Pfades E zeigen, dass in der betriebswirtschaftlichen Praxis hohe externe Kosten der fossilen Stromerzeugung bisher und auch in näherer Zukunft unberücksichtigt bleiben und damit ein rasches und erfolgreiches Einschwenken auf einen wirksamen Klimaschutzpfad beträchtlich erschweren.

**Anhang II:
Eckdaten des Basisszenarios 2010 entsprechend dem Muster der Übersichtstabelle Ü1.... Ü9 in der Studie zum Energiekonzept**

Basisszenario 2010							
	2008	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Internationale Preise							
Ölpreis real , \$(2008)/bbl; (Pfad A)	94,1	82,1	99,2	106,6	114,0	129,0	145,0
Ölpreis real , \$(2008)/bbl; (Pfad B)	94,1	72,0	80,4	86,6	90,9	98,2	104,5
CO2-Zertifikate, €(2008)/t; Pfad A		33,6	41,0	47,5	52,8	63,3	73,8
Sozioökonomische Daten Deutschland							
Bevölkerung (Mio)	82,1	80,9	80,5	79,9	79,1	75,5	73,8
Priv. Haushalte (Mio)	40,1	40,3	40,7	40,9	41,0	40,5	39,7
BIP real (Mrd.EUR, 2000)	2274	2327	2437	2533	2632	2868	3158
Anzahl PKW (Mio)	46,6	47,1	47,4	47,5	47,5	47,0	46,0
Personenverkehr (Mrd Pkm)	1101	1100	1110	1107	1105	1075	1025
Güterverkehr (Mrd. tkm) *)	653	715	775	830	870	930	930

*) ohne Rohrleitungen

Szenariokeendaten Basisszenario 2010 B

Primärenergie PEV (PJ/a)	14216	12336	11269	10241	9460	8277	7507
Kernenergie (%)	11,4	8,7	2,7	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle, nicht erneuer. Abfälle (%)	13,9	11,2	10,6	9,4	6,4	3,4	2,5
Braunkohle (%)	10,9	9,6	9,6	7,7	5,5	1,1	0,0
Mineralöle (%)	34,5	34,3	33,7	32,2	31,3	29,0	21,8
Gase (%)	21,6	23,3	24,7	25,8	25,2	21,7	19,6
Erneuerbare Energien; Inland(%)	8,1	13,1	18,8	24,3	30,1	41,0	49,7
Erneuerbare E. - Nettoimport (%)	0,0	0,0	0,1	0,7	1,4	3,8	6,3
Stromimport, fossil, nuklear (%)	-0,6	-0,3	-0,3	-0,1	0,0	0,0	0,0
Nachrichtl.: EE-Anteil gesamt (%)	8,1	13,1	18,9	25,0	31,5	44,8	56,0
Endenergie EEV (PJ/a)	9098	8208	7780	7313	6928	6196	5450
Private Haushalte (%)	27,3	28,0	27,1	26,2	26,0	25,0	25,0
G HD (%)	15,4	15,7	15,4	15,2	15,3	15,0	15,0
Industrie (%)	28,8	26,8	27,4	28,2	28,8	30,1	32,3
Verkehr (%)	28,5	29,5	30,1	30,4	29,9	29,9	27,8
Kohle, direkt (%)	5,0	4,0	3,2	2,7	2,2	1,6	0,9
Mineralölprodukte, direkt (%)	40,7	37,4	34,5	30,4	27,8	22,5	12,4
Gase, direkt (%)	22,7	22,4	22,1	22,5	20,9	16,8	13,3
Strom (%)	20,9	21,8	22,2	23,3	24,4	27,6	32,2
Fern- und Nahwärme fossil (%)	5,1	5,6	6,1	6,5	6,7	6,8	6,9
EE, Wärme und Kraftstoffe (%)	5,6	8,8	11,8	14,6	18,0	24,7	34,3
Anteil EE an BEEV	9,0	15,1	21,4	27,6	34,0	48,0	62,1
Bruttostromerz. Inland (TWh/a)	637,2	593,0	573,2	543,4	527,6	509,5	535,3
Kernenergie (%)	23,4	16,5	4,7	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle, nicht ern. Abfälle (%)	23,4	18,5	17,4	15,1	10,6	3,7	2,8
Braunkohle (%)	23,5	20,7	20,2	15,6	10,6	2,0	0,0
Erdgas, Mineralöl (%)	14,1	16,0	17,1	16,9	15,9	12,8	12,7
Erneuerbare Energien, Inland (%)	14,6	23,2	39,3	51,0	62,5	80,0	83,0
(Pump)-speicher, (%)	1,0	1,1	1,3	1,4	1,4	1,5	1,5
Import Erneuerbare Energien (TWh/a)	0,0	0,0	1,8	19,6	37,4	89,5	130,7
Importsaldo fossil nuklear (TWh/a)	-22,5	-10,0	-8,0	-4,0	0,0	0,0	0,0
Bruttostromverbrauch (TWh/a)	614,7	583,0	567,0	559,0	565,0	599,0	666,0
- davon für EE-Wasserstoff (TWh/a)	0,0	0,0	0,0	0,0	10,0	41,0	100,0
- davon andere Verbraucher (TWh/a)	614,7	583,0	567,0	559,0	555,0	558,0	566,0
Nachrichtl.: EE-Anteil gesamt an Bruttostromverbrauch (%)	15,1	27,7	40,0	53,1	65,0	82,9	86,4
Effizienzindikatoren							
PEV/Kopf (GJ/a)	173,2	152,4	140,0	128,1	119,6	109,7	101,7
BIP/PEV (EUR/GJ)	160	189	216	247	278	347	421
EEV/Anzahl Haushalte (GJ/Haushalt)	62	57	52	47	44	38	34
Klimarelevante Emissionen							
CO ₂ -Emissionen (Mio t CO ₂ /a) 1)	797	647	585	489	390	237	144
Änderung gegenüber 1990 (%)	-20,3	-35	-42	-51	-61	-76	-86
Gesamte THG-Emissionen 2)	988	795	710	604	494	330	225
Änderung gegenüber 1990 (%)	-18,4	-34,4	-41,3	-50,2	-59,8	-72,7	-81,4
CO ₂ -Emiss./BIP real; g/EUR	350	278	240	193	148	83	46
CO ₂ -Emiss./Kopf; t/Kopf	9,7	8,0	7,3	6,1	4,9	3,1	2,0

Basis 2010B; 30.8.2010

 1) 1990 = 1000 Mio. t CO₂/a (Energiebedingtes CO₂ + Hochofenprozess; ohne übrige Ind. Prozesse; ohne CH₄, N₂O)

 2) 1990 = 1211 Mio t CO₂ äq/a (gesamte CO₂-, CH₄-, N₂O- und übrige klimarelevante Emissionen; einschließlich Landnutzungsänderung (LULUCF))

Quellen:

E-Konzept 2010: M. Schlesinger, D. Lindenberger, Ch. Lutz u.a.: „Energieszenarien für eine Energiekonzept der Bundesregierung.“ Projekt Nr. 12/10 für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. EWI Köln, GWS Osnabrück, Prognos Basel, 27. August 2010

Leit 2010: J. Nitsch, T. Pregger, M. Sterner, B. Wenzel u.a.: „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland.“ Projektteil „Leitstudie 2010“, DLR Stuttgart, IWES Kassel, IfnE Teltow, laufendes Projekt im Auftrag des BMU, Veröffentlichung für Dezember 2010 vorgesehen