

# Was kostet der Ausbau erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung tatsächlich?

Joachim Nitsch<sup>1</sup>

Stuttgart, 30. März 2013

Von zusätzlichen Kosten der Energiewende kann nur gesprochen werden, wenn der heutige Zustand des Energiesystems als Maßstab für zukünftig aufzubringende Vorleistungen betrachtet wird. Eine Energiewende, die einen effektiven Klimaschutz zum Ziel hat, muss jedoch bestrebt sein, das Marktdesign des Energiemarkts so zu verändern, dass sich die Preissignale an den Kosten derjenigen Technologien ausrichten, die in der Lage sind, Energie emissionsfrei und ohne wesentliche Inanspruchnahme fossiler Ressourcen bereitzustellen. Der daraus ableitbare gesamtwirtschaftliche Nutzen der Energiewende ist erheblich. Er wird hier am Beispiel der Differenzkosten des Zubaus erneuerbarer Energien im Stromsektor erläutert. Ein konsequenter weiterer EE-Zubau in Kombination mit einem effektiven Strommarktdesign führt zu einem gesamtwirtschaftlichen Nutzen von rund 460 Mrd. € im Jahr 2050.

## Ausgangslage

Die Diskussionen zur Energiewende konzentrieren sich derzeit stark auf die durch sie verursachten Kosten. Insbesondere wird dabei auf die im Rahmen des EEG entstehenden Zahlungsverpflichtungen für bestehende und neue Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EE) hingewiesen. Diese Zahlungsverpflichtungen entstehen durch den Ausgleich der Kostendifferenz zwischen den im EEG festgelegten Vergütungen und den an der Strombörse erzielbaren Erlösen für EE-Strom; sie werden auch als „Differenzkosten“ bezeichnet. Hauptsächlich wegen der niedrigen und tendenziell noch weiter sinkenden Börsenpreise steigen diese Differenzkosten derzeit deutlich. Schließt man daraus unkritisch auf zukünftige Entwicklungen, können längerfristig erhebliche Mehrkosten für den weiteren EE-Ausbau abgeleitet werden. Jüngstes Beispiel ist die „Billionenrechnung“ von Umweltminister Altmeier, in der er von drohenden Zahlungsverpflichtungen für EE-Anlagen zur Stromerzeugung bis 2040 von insgesamt rund 680 Mrd. € ausgeht [FÖS 2013].

Die Gesamtkosten der Stromerzeugung aus EE sind in der Tat derzeit höher als die Erzeugungskosten mittels des bestehenden konventionellen Kraftwerkparks. Noch deutlicher fallen die Unterschiede aus, wenn die Preissignale an der Strombörse, also lediglich die Grenzkosten der Strombereitstellung, zum Vergleich herangezogen werden. Da sich aber in diesen „Marktpreisen“ die Qualitäten einer klimaschonenden, langzeitstabilen und weitgehend ressourcenunabhängigen Energieversorgung nicht widerspiegeln, benötigen EE eine staatlich induzierte Förderung und im Strombereich sogar ein Vorranggesetz in der Art des EEG, wenn EE, wie im Energiekonzept der Bundesregierung vorausgesetzt, zukünftig die Hauptenergiequelle unserer Energieversorgung werden sollen. Derzeit mehren sich allerdings die Stimmen, die das Maß an staatlichen Eingriffen in den Energiemarkt überschritten sehen und vor schwerwiegenden marktverzerrenden Entwicklungen warnen. Vor dem Hintergrund dieser auf den Istzustand konzentrierten Diskussion geraten aber der Zweck der Energiewende – nämlich ein umfassender Klimaschutz – und die zukünftig möglichen positiven Effekte der Transformation des Energiesystems aus gesamtwirtschaftlicher Sicht in Vergessenheit.

---

<sup>1</sup> Bis Ende 2005 Abteilungsleiter „Systemanalyse und Technikbewertung“ im Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Stuttgart; ab 2006 Gutachter und Berater im Bereich „Innovative Energiesysteme und Klimaschutzstrategien.“ [jo.nitsch@t-online.de](mailto:jo.nitsch@t-online.de)

## Eckdaten der Kostenparameter

Um eine belastbare Basis für eine objektive Beurteilung zukünftiger EE-Differenzkosten und ihrer Einordnung in den gesamten Energiemarkt zu schaffen, wird im Folgenden, basierend auf der für die Leitstudien des BMU ermittelten Methodik [Nitsch u.a., 2012], eine systematische Ermittlung der Differenzkosten des bisherigen und zukünftigen EE-Ausbaus im Stromsektor in Abhängigkeit wesentlicher Parameter vorgestellt. Diese sind zum einen die Gesteungskosten des jeweiligen Gesamtbestands alter und neuer EE-Anlagen im Zeitraum bis 2050. Sie werden auf der Basis historischer und zukünftiger Lernkurven für die einzelnen EE-Technologien ermittelt. Grundlage für den EE-Ausbaupfad ist ein aktuelles Szenario der deutschen Energieversorgung [Nitsch, 2013], welches die Zielsetzungen des Energiekonzepts der Bundesregierung hinsichtlich eines wirksamen Klimaschutzes und des dazu angestrebten EE-Beitrags erfüllt und dafür auch neuere Entwicklungen und Erkenntnisse (u.a. aus dem EEG-Dialog des BMU) aufgreift.

Die für die Ermittlung der Differenzkosten maßgeblichen Strompreise werden aus unterschiedlichen Vorgaben für ein zukünftiges Strommarktdesign abgeleitet. Als Ausgangsbasis dienen Szenarien der zukünftigen Entwicklung der Importpreise fossiler Energien, die sich aus einer unterschiedlichen Nachfrage auf den globalen Energiemärkten ergeben. Für die Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise im Rahmen des europäischen Emissionshandels werden unterschiedlich intensive Klimaschutzstrategien unterstellt, (**Tabelle 1**). Die angenommenen CO<sub>2</sub>-Preise sind in Anlehnung an die Szenarien in [WEO 2012] festgelegt worden, die ebenfalls von unterschiedlich wirksamen Klimaschutzaktivitäten ausgehen.

**Tab.1: Entwicklung zukünftiger Brennstoffpreise und von CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreisen (reale Preise, Geldwert 2010)**

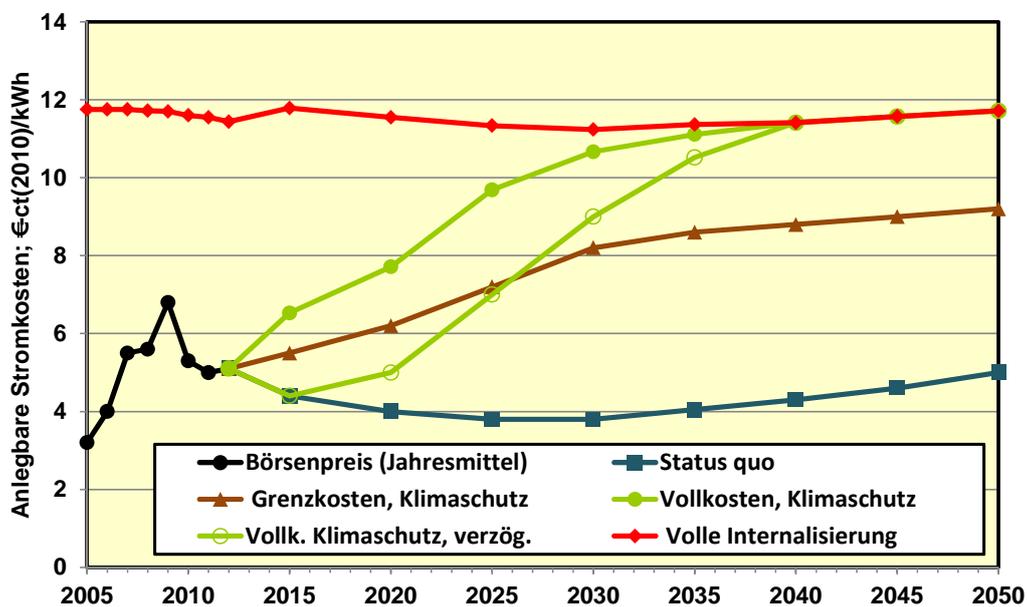
A) Brennstoffpreise frei Kraftwerk; €(2010)/GJ												
"TREND" (deutlich wachsende Nachfrage)												
	2005	2008	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Erdgas	6,08	8,89	7,05	8,29	9,40	10,92	12,42	13,68	14,44	15,20	15,83	16,45
Steinkohle	2,71	4,31	3,31	3,99	4,47	4,96	5,48	6,07	6,49	6,92	7,25	7,58
Braunkohle	1,50	1,65	1,70	1,72	1,75	1,80	1,85	2,00	2,15	2,30	2,55	2,80
"EFFIZIENZ" (kaum steigende Nachfrage)												
Erdgas	6,08	8,89	7,05	8,29	9,24	9,80	9,94	10,09	10,11	10,12	10,13	10,14
Steinkohle	2,71	4,31	3,31	3,99	4,32	4,52	4,62	4,66	4,68	4,71	4,73	4,76
Braunkohle	1,50	1,65	1,70	1,72	1,73	1,75	1,76	1,82	1,89	1,95	2,13	2,30
B) Zertifikatspreise; €(2010)/ t CO <sub>2</sub>												
"GERING"	21	5	14	7	11	18	24	30	35	40	45	50
"MÄSSIG"	21	5	14	7	16	29	40	50	56	62	66	70
"EFFEKTIV"	21	5	14	7	20	37	55	70	80	90	95	100

Quelle: BMWi 2013 (Ist-Daten); eigene Berechnungen

Sinnvolle Verknüpfungen dieser Preisszenarien sind die Grundlage für die Ermittlung der Stromgestehungskosten des zukünftigen fossilen Kraftwerksparks. Zum einen wird der Brennstoffpreispfad „TREND“ mit einer gering wirksamen Klimaschutzstrategie kombiniert, dies entspricht einer „Business as usual“ –Entwicklung mit weiterhin deutlich steigender

Nachfrage nach fossilen Energieträgern. In einem weiteren Szenario („Klimaschutz“) wird der Brennstoffpreisfad „EFFIZIENZ“ mit einer sehr effektiven CO<sub>2</sub>-Minderungsstrategie verknüpft, da diese zu einer deutlichen Dämpfung der Nachfrage nach fossilen Energien führen wird.

Je nach Strommarktdesign ergeben sich daraus die für einen Vergleich mit den EE-Technologien maßgebenden Grenz- und Vollkosten der konventionellen Stromversorgung. Als „Grenzfälle“ werden zusätzlich Status quo –Entwicklungen konstanter bzw. weiter sinkenden Börsenstrompreise und andererseits der Pfad einer „vollständigen“ Internalisierung der Klimaschäden der Verbrennung fossiler Brennstoffe (Kostenniveau 80 -100 €/t CO<sub>2</sub>) berücksichtigt. Für die Grenzfälle sowie für die aus dem Szenario „Klimaschutz“ abgeleiteten Varianten sind die resultierenden anlegbaren Strompreise in **Abbildung 1** dargestellt. Die für das Business as usual-Szenario ermittelten Werte sind aus Übersichtsgründen nicht aufgeführt.



**Abbildung 1: Verschiedene Szenarien anlegbarer Strompreise (Großhandelspreise) für die Ermittlung der Differenzkosten des EE-Ausbaus im Strombereich**

Ausgehend vom derzeitigen Börsenpreis (Jahresdurchschnitt; Baseload Future) in Höhe von rund 5 ct/kWh (2012) sind je nach Strommarktdesign und Intensität zukünftiger Klimaschutzstrategien sehr unterschiedliche Preisentwicklungen möglich. In der Status-quo-Entwicklung (unveränderter Energy-Only-Markt, weiter steigender EE-Anteil) sinken die anlegbaren Preise weiter bzw. steigen längerfristig nicht über das heutige Niveau hinaus. Wird dagegen ein deutlicher Anstieg der CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise unterstellt, wie er für eine marktgetriebene Klimaschutzstrategie erforderlich ist, können sich im gegenwärtigen Marktdesign die anlegbaren Strompreise über 6 ct/kWh (CO<sub>2</sub>-Preis = 37 €/t CO<sub>2</sub>) in 2020 und 8 ct/kWh in 2030 (70 €/t CO<sub>2</sub>) auf rund 9 ct/kWh in 2050 (100 €/t CO<sub>2</sub>) steigen (Pfad „Grenzkosten Klimaschutz“). Eine Vollkostenbetrachtung des konventionellen Kraftwerksbereichs – oder ein äquivalentes Marktdesign, z. B. mittels umfangreicher Kapazitätsmärkte - die auf Dauer die Finanzierung neuer fossiler (Gas-) Kraftwerke sichert (Pfad: „Vollkosten, Klimaschutz“), führt zu deutlich höheren anlegbaren Preisen um 8 ct/kWh bereits in 2020 und um 10 ct/kWh in 2030 und nähert sich langfristig der 12 ct/kWh-Marke. Diese Strategie wird auch in einem verzögert eintretenden Pfad beschrieben, bei dem erst um 2020 von einer entsprechenden Wirkung eines weiterentwickelten Strommarkts ausgegangen wird.

Um die Bedeutung eines effektiven Klimaschutzes auf die Preissignale im Strommarkt zu zeigen, wird auch eine vollständige Internalisierung der Schadenskosten des Klimawandels als Kostenvergleichsbasis herangezogen. Grundlage dafür sind CO<sub>2</sub>-Kosten zwischen 80 und 100 €/t CO<sub>2</sub>. Danach ist ein Preisniveau um 12 ct/kWh für fossil erzeugten Strom der angemessene Vergleich für klimaverträglichen und ressourcenschonenden Strom aus EE. Aus dem Unterschied zum derzeitigen Börsenpreis von ca. 5 ct/kWh ist erkennbar, wie weit der Strommarkt heute von einer angemessenen Berücksichtigung von Klimaschadenskosten entfernt ist.

## Eckdaten der zukünftigen EE-Stromerzeugung

**Tabelle 2** zeigt den zugrundeliegenden Ausbaupfad der EE-Stromerzeugung. Grundlage ist ein aktualisiertes Szenario, das auf den Leitszenarien des BMU für die letzten Jahre aufbaut [Nitsch u.a., 2012], jedoch die neuesten Tendenzen und Diskussionen zur Zukunft der EE-Stromerzeugung berücksichtigt. Es stellt einen ausgewogenen Zubau dar, der die im Energiekonzept angelegten EE- Ausbauziele erfüllt und in Fortführung bis 2060 zu einer 100%igen Versorgung mit EE in allen Verbrauchssektoren führt. Mit den in Tabelle 2 dargestellten EE-Leistungen wird im Jahr 2020 eine EE-Strommenge von 245 TWh/a (42%), in 2030 von 390 TWh/a (63%) und in 2050 von knapp 800 TWh/a (93%) erzeugt. Die Stromerzeugung steigt insgesamt gegenüber dem heutigen Niveau (Bruttostromerzeugung 2012: 618 TWh/a), weil EE-Strom zur neuen „Primärenergie“ wird, die auch im Wärme- und Verkehrssektor zur Substitution fossiler Energieträger eingesetzt wird.

**Tabelle 2: Ausbaupfad der Stromerzeugung aus EE bis 2050 („Szenario 2013“) und Stromgestehungskosten des resultierenden EE-Mixes, unterschieden nach Anlagenbestand und Neuanlagen**

Installierte EE-Leistung GW el	2000	2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Wasserkraft	3,5	4,1	4,4	4,4	4,5	4,7	4,9	5,1	5,1	5,2	5,2	5,3
Wind Onshore	6,1	18,4	27,1	31,1	37,1	46,0	54,6	63,1	70,4	77,6	79,7	81,9
Wind Offshore	0,0	0,0	0,1	0,3	1,7	6,5	12,5	18,4	26,7	35,0	45,5	56,0
Fotovoltaik	0,1	2,1	17,6	32,8	48,4	65,0	72,5	80,0	84,5	89,0	93,5	98,0
Biomasse, (fest + gasf.)	1,2	3,2	6,6	7,9	8,6	9,9	10,5	11,2	11,2	11,3	11,3	11,3
Geothermie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,4	0,7	1,2	1,7	2,5	3,2
<b>Gesamt in D</b>	<b>10,9</b>	<b>27,7</b>	<b>55,7</b>	<b>76,5</b>	<b>100,3</b>	<b>132,3</b>	<b>155,4</b>	<b>178,5</b>	<b>199,1</b>	<b>219,8</b>	<b>237,7</b>	<b>255,7</b>
Europ. Stromverbund	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	2,1	4,1	9,1	14,0	22,0	30,0
<b>Gesamt für D</b>	<b>10,9</b>	<b>27,7</b>	<b>55,7</b>	<b>76,5</b>	<b>100,3</b>	<b>132,4</b>	<b>157,5</b>	<b>182,6</b>	<b>208,2</b>	<b>233,8</b>	<b>259,7</b>	<b>285,7</b>
<b>Stromgestehungskosten des EE-Mixes (Zinssatz 6%/a; Abschreibung 18-20 Jahre)</b>												
<b>€ct (2010)/kWh</b>												
<b>Anlagenbestand</b>	4,94	9,15	13,46	14,20	13,33	11,81	10,32	8,83	8,11	7,38	7,16	6,94
<b>Jeweilige Neuanlagen</b>	12,20	12,78	15,76	13,95	11,46	9,04	8,39	7,75	7,44	7,13	6,93	6,72

ARES13-Grenz A: 28.3.13

Auch die Stromgestehungskosten des jeweiligen EE-Strommixes können Tabelle 2 entnommen werden. Während um 2000 die Kosten des EE-Anlagenbestandes wegen der Dominanz der großen Wasserkraft gering waren, sind sie in den letzten Jahren durch das starke Wachstum der Fotovoltaik, zum geringeren Teil auch von Biogasanlagen, deutlich gestiegen und belaufen sich derzeit (2012) auf 14,2 ct/kWh. Die seit 2010 sehr starke Kostendegression der Fotovoltaik sowie zukünftig weitere (konservativ angenommene) Kostendegressionen der neu hinzukommenden EE-Anlagen senken die zukünftigen Kosten des wachsenden Anlagenbestands. In 2050 werden Stromkosten des gesamten EE-Mixes von 7 ct/kWh erreicht. Mit diesem Kostenverlauf ist ein wesentlicher Parameter der zukünftigen Entwicklung der EE-Differenzkosten festgelegt. Eine andere Zusammensetzung des EE-Mixes oder andere

Annahmen zur weiteren Kostendegression der EE-Technologien ändern auch Höhe und Verlauf der Differenzkosten. Um eine vollständige Refinanzierung der EE-Anlagen ohne energiepolitische Unterstützung zu erreichen, müsste sich ein Preisniveau am Strommarkt einstellen, das etwa den EE-Stromkosten entspricht. Da die EE-Stromkosten inhärent die Klimaverträglichkeit und Ressourcenschonung der EE-Technologien repräsentieren, wird dies nur zu erreichen sein, wenn u.a. auch die CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise vollständig die durch die fossile Stromerzeugung verursachten Klimaschäden widerspiegeln. Erst dann kann der Technologiewettbewerb am Strommarkt ausgewogen ablaufen.

### Die Entwicklung der Differenzkosten

Höhe und Verlauf der Differenzkosten<sup>2</sup> des EE-Ausbaus hängen sehr sensibel von den oben erläuterten Annahmen zu den wesentlichen Eckdaten ab und verändern sich erheblich im Zeitverlauf. Deshalb sind einzelne Zahlenangaben zu den „Kosten“ der Energiewende wenig hilfreich ohne detaillierte Angaben zur zukünftigen Entwicklung dieser zentralen Parameter. Sie können im Gegenteil zu vorschnellen oder gar falschen Schlussfolgerungen bezüglich notwendiger Anpassungen führen. Beispielhaft zeigt **Abbildung 2** den Verlauf der Differenzkosten der einzelnen EE-Technologien gemäß Tabelle 2 für das mittlere Preisszenario „Grenzkosten Klimaschutz“. (vgl. Abbildung 1). Ersichtlich ist u.a., dass die Differenzkosten für Fotovoltaik den weitaus größten Teil der Differenzkostensumme ausmachen und ihr starker Anstieg ab 2009 auf rund 14,1 Mrd. € in 2012 überwiegend dadurch verursacht wurde. Der weitere Verlauf der Kostenkurve „Gesamt“ entscheidet, ob sich eine stetige Kumulation der Differenzkosten einstellt oder ob nach Durchlaufen des Nullpunkts (in Abb. 2 um das Jahr 2033) eine „Rückzahlung“ der aufgelaufenen Differenzkosten eintritt. In dem dargestellten Preisszenario sorgt im Wesentlichen die Windenergie mit ihren ab 2025 negativen Differenzkosten dafür.

Je nach unterstellter Entwicklung der anlegbaren Großhandelspreise an der Strombörse ergeben sich deutlich unterschiedliche Entwicklungen des zukünftigen Verlaufs der Differenzkosten. Für die untersuchten Preisszenarien aus Abbildung 1 sind diese Verläufe in **Abbildung 3** zusammengestellt. Gleichzeitig sind die bis 2050 kumulierten Differenzkosten angegeben. Diese sind auch aus **Tabelle 3** (letzte Spalte) ersichtlich. In dieser sind die kumulierten Differenzkosten nach bis 2012 erstellten Anlagen und zukünftigen Anlagen getrennt aufgeführt und die Werte jeweils in kumulierten Zehnjahresschritten angegeben. Damit können die Auswirkungen eines unterschiedlicher Strommarktdesigns auf die EE-Differenzkosten umfassend beurteilt werden.

Bis Ende 2012 sind rund 73 Mrd. € Differenzkosten für den EE-Ausbau angefallen. Damit sind rund 23% Anteil an der Stromerzeugung erreicht und rund 165 Mrd. € an Investitionen in EE-Anlagen getätigt worden. Die zukünftigen Zahlungsverpflichtungen für die bestehenden Anlagen liegen weitgehend fest. Bei einer aktiven Neugestaltung des Strommarkts steigt der kumulierte Wert bis 2030 noch auf 205 -237 Mrd. €. Geht man allerdings bis 2030 von dem

---

<sup>2</sup> Die hier ermittelten Differenzkosten weichen aus methodischen Gründen von den EEG-Differenzkosten ab. Es werden hier zum einen alle EE ohne Einschränkung (z.B. ältere größere Wasserkraftwerke) und mit ihren Gestehungskosten berücksichtigt, die nicht exakt deckungsgleich mit den EEG-Vergütungssätzen sind. Zum anderen werden keine Zusatzkosten bzw. Entlastungen wie Liquiditätsreserve, Marktprämie, vermiedene Netzentgelte etc. berücksichtigt. Schließlich stellen die Kosten nicht die nominalen Werte des betreffenden Jahres dar, sondern sind reale Kosten mit Geldwert des Jahres 2010. Da die Abweichungen positiv wie negativ wirken, liegen die Unterschiede bei den Differenzkostensummen nur bei wenigen Prozent.

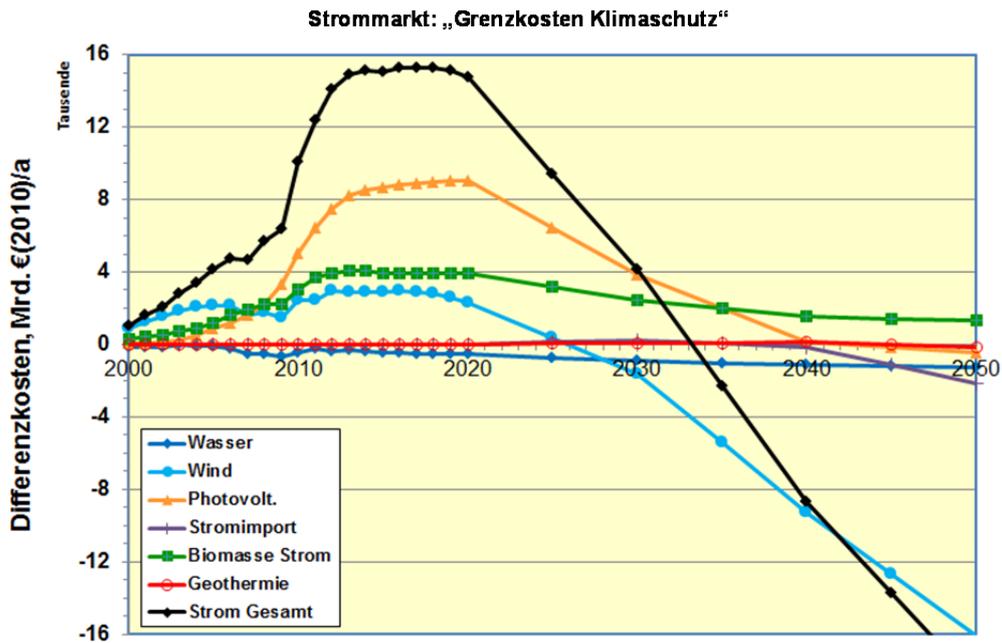


Abbildung 2: Verlauf der Differenzkosten des EE-Ausbaus nach Technologien und für EE-Strom gesamt für das mittlere Preisszenario „Grenzkosten Klimaschutz“ zwischen 2000 und 2050.

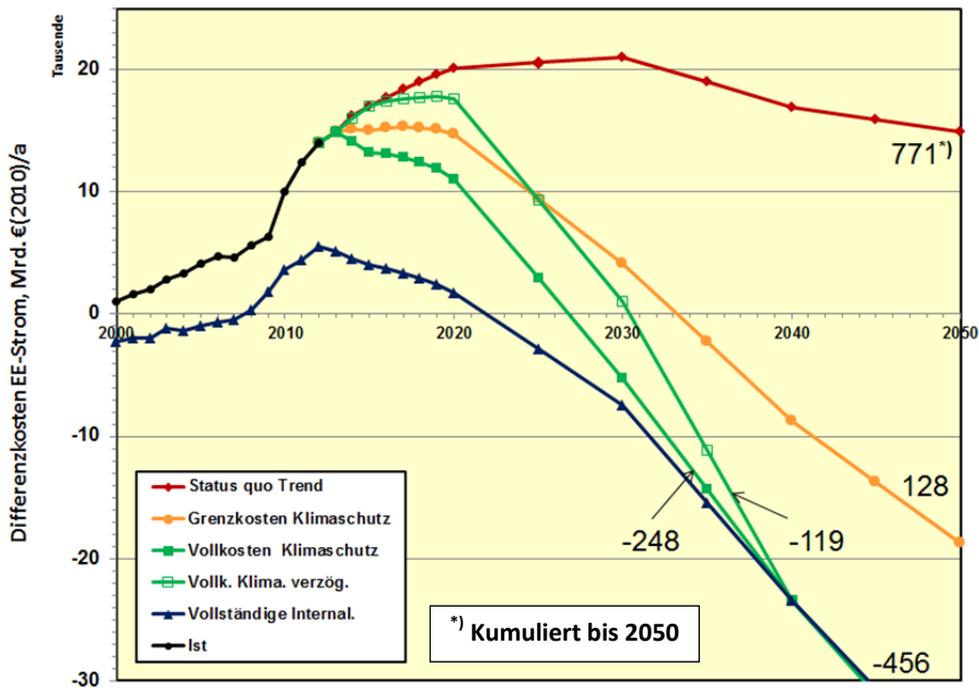


Abbildung 3: Verlauf der Differenzkosten des EE-Ausbaus für unterschiedliche Preisszenarien für den Stromgroßhandelspreis.

„Worst Case“-Szenario weiter sinkender Großhandelspreise aus, kann der Wert auch auf 290 Mrd. € steigen. In dieser Größenordnung (317 Mrd. €) liegt auch der in Minister Altmeiers Rechnung genannte Wert für die Altanlagen. Er unterstellt also in seiner Darstellung eine völlige Untätigkeit der Energiepolitik für die nächsten 20 Jahre – eine merkwürdige Vorstellung für einen politisch Verantwortlichen.

Die zentrale Bedeutung einer aktiv gestaltenden Energiepolitik in Sachen Energiewende wird bei der Betrachtung der Differenzkosten für neu zu errichtende EE-Anlagen deutlich (mittlerer Block in Tabelle 3). Bereits bei einer wirksamen Wiederaktivierung des Emissionshandels (Szenario: „Grenzkosten Klimaschutz“; vgl. Abbildung 2) fallen bis 2030 nur noch zusätzlich 53 Mrd. € für Neuanlagen an. Dann sind aber weitere 106 GW EE-Leistung mit einer zusätzlichen Investitionssumme von rund 250 Mrd. € hinzugekommen (Tabelle 2) und EE decken gut 60% der Stromerzeugung. Faire Marktbedingungen für EE-Strom müssen sich aber an den Vollkosten (oder einem entsprechenden Äquivalent) der gesamten Stromerzeugung orientieren. Im Idealfall (Szenario „Vollkosten Klimaschutz“) würden dann bis 2030 überhaupt keine zusätzlichen Differenzkosten anfallen.

**Tabelle 3: Kumulierte Differenzkosten des EE-Ausbaus bis zu bestimmten Zeitpunkten, unterschieden in bestehende und ab 2013 neu errichtete Anlage**

Kumulierte Differenzkosten des EE-Ausbaus (Leitszenario 2013)									
Mrd. €(€2010)	Bis 2012 erstellte Anlagen kum. Zahlungen*)			nur Anlagen ab 2013 kum. Zahlungen			Alte + neue Anlagen kum. Zahlungen		
	bis 2012	bis 2022	bis 2030	bis 2030	bis 2040	bis 2050	bis 2030	bis 2040	bis 2050
	<b>Status Quo</b>	<b>73</b>	<b>205</b>	<b>290</b>	<b>132</b>	<b>322</b>	<b>481</b>	<b>422</b>	<b>612</b>
Grenzkosten, Klimaschutz	73	176	235	53	30	-107	288	265	128
Vollkosten, Klimaschutz	73	165	205	1	-143	-453	206	62	-248
Vollk. Klimaschutz, verzög.	73	192	237	66	-46	-356	303	191	-119
<b>Volle Internalisierung</b>	<b>6</b>	<b>40</b>	<b>57</b>	<b>-52</b>	<b>-207</b>	<b>-513</b>	<b>5</b>	<b>-150</b>	<b>-456</b>

\*) letzte Zahlung 2032

KW-Kost; 28.03.2013

Eine derartige Umstellung des Energiemarkts ist allerdings eine schwierige politisch-gesellschaftliche Aufgabe und wird auch im Erfolgsfall erst mit einer zeitlichen Verzögerung auftreten. Realistischerweise sind daher auch im Falle einer ernsthaften Klimaschutzpolitik noch zusätzliche Differenzkosten für neue EE bis 2030 in der Größenordnung zwischen 50 und 70 Mrd. € zu erwarten. Damit liegen die Maximalwerte kumulierter Differenzkosten des EE-Ausbaus bis 2030 bei rund 300 Mrd. €. Bis 2040 – dem Zeithorizont der Altmeier-Rechnung - sinken sie bereits wieder, weil EE, je nach Preisszenario ab 2027 bis 2033 negative Differenzkosten verursachen (Abb. 3), d.h. im Mittel niedrigere Stromkosten erreichen als es im Großhandel mittels fossiler Kraftwerke möglich ist. Die bis 2030 aufgelaufene Differenzkostensumme wird jetzt also wieder „zurückgezahlt“. Allerdings geschieht dies mit sehr unterschiedlicher Geschwindigkeit. Dies zeigt anschaulich auch **Abbildung 4**. Im Grenzkostenszenario (2. Balken von links) treten substantielle negative Differenzkosten erst im Zeitraum 2041-2050 auf. In 2050 belauft sich die kumulierte Summe noch auf +128 Mrd. €.

Gelingt ein Strommarktdesign, das den Klimaschutzziele angemessen ist (Preisszenarien „Vollkosten Klimaschutz“), sind die kumulierten Differenzkosten in 2050 mit Werten zwischen -119 und -248 Mrd. € negativ, d.h. in der Gesamtbilanz ist die dann existierende EE-Stromversorgung wesentlich kostengünstiger als ein fossiles Versorgungssystem. Blickt man auf die kumulierten Differenzkosten bis zum Jahr 2040 (EE-Beitrag zur Stromerzeugung ca. 80%), so wird klar, wie fahrlässig die Feststellung im Altmeier-Papier ist, das bis dahin EE-Differenzkosten in Höhe von rund 680 Mrd. € auflaufen könnten. Zwar wird im hier gewählten Status-quo Szenario mit 610 Mrd. € eine ähnliche Größenordnung erreicht (die sich bis 2050 sogar noch auf 770 Mrd. € steigert), jedoch ist dies rechnerisch nur möglich, wenn für die nächsten 30 Jahre die Fiktion sinkender Großhandelsstrompreise aufrechterhalten wird,

also weder Klimaschutz, noch steigende Brennstoffpreise und ein verbessertes Strommarktdesign eine Rolle spielen, also Rahmenbedingungen, die einer erfolgreichen Energiewende völlig zuwiderlaufen.

Maßstab für eine Energiepolitik, die die Energiewende zum Erfolg führt, muss vielmehr das genaue Gegenteil von derartigen Vorstellungen sein. Dies lässt sich am Preisszenario „Vollständige Internalisierung“ gut demonstrieren. Würde Klimaschutz bereits heute eine relevante Rolle in der Strompreisgestaltung spielen, müssten die Stromgestehungskosten fossiler Kraftwerke bei 11-12 €/ct/kWh liegen (Abbildung 1, rote Linie). Maßstab dafür sind Klimaschadenskosten von 80 bis 100 €/t CO<sub>2</sub>, die dann vollständig im Strompreis internalisiert sind.

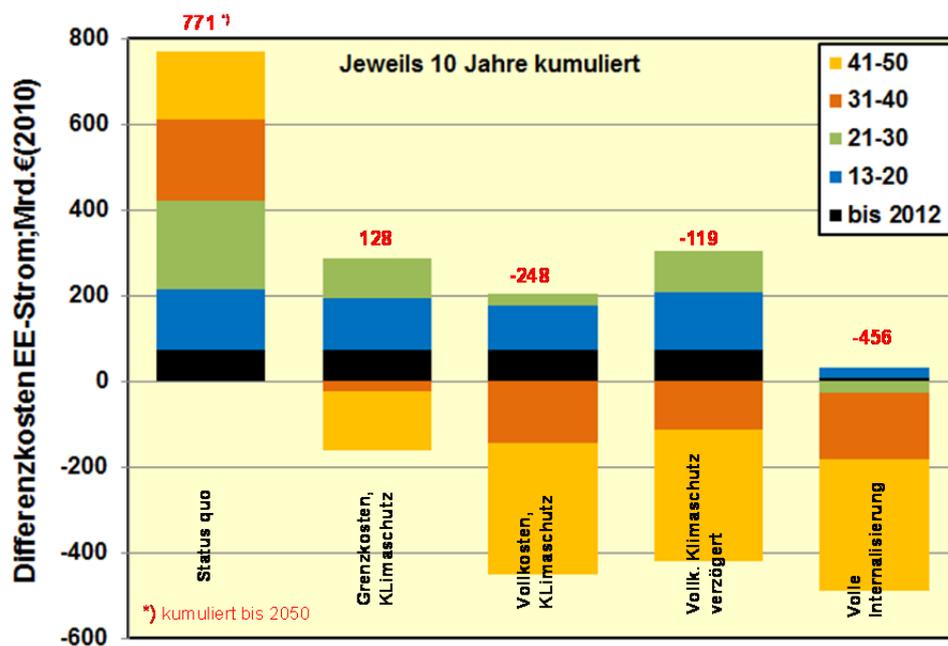


Abbildung 4: Kumulierte Differenzkosten in 10-Jahres-Abschnitten für verschiedene Preisszenarien für den Stromgroßhandelspreis.

Alle Marktstrategien, die eine Transformation des Energiesystems in Richtung eines effektiven, marktinduzierten Klimaschutzes zum Ziel haben, müssen bestrebt sein, sich diesem Zustand zu nähern. Wäre dies bereits in der Vergangenheit der Fall gewesen, wären für den bisherigen EE-Ausbau in der Kumulation praktisch keine Differenzkosten angefallen (Tabelle 3). Erst wegen des starken Zubaus der Fotovoltaik wären seit 2008 positive Differenzkosten aufgetreten (Abbildung 3). Die bis 2012 gebauten Anlagen führten in diesem Fall bis 2030 insgesamt noch zu kumulierten Differenzkosten von 57 Mrd. €. Da aber neue Anlagen in diesem Szenario größtenteils negative Differenzkosten bewirken, sind die kumulierten Differenzkosten bis 2030 in diesem Szenario praktisch Null. Eine den Klimaschutz ernst nehmende Energiepolitik bewirkt dann bis 2040 einen volkswirtschaftlichen Nutzen gegenüber der Fortführung einer klimaschädigenden Energieversorgung von 150 Mrd. € (negative Differenzkosten), der bis 2050 auf 460 Mrd. € steigt.

Die Analysen zeigen auch, dass nicht das EEG grundsätzlich zu verändern ist, sondern eher die Bezugsbasis für die Ermittlung der EE-Differenzkosten, also der jetzige Strommarkt, angepasst und weiterentwickelt werden muss in Richtung angemessen steigender Großhandelspreise für Strom. Dann fallen für Neuanlagen nur noch relativ geringe Differenzkosten

an; längerfristig wird sich ein Abbau der kumulierten Differenzkosten ergeben. Im Wesentlichen hat das EEG seine zentralen Funktionen, eine stetige Kostendegression bei EE-Technologien bei gleichzeitiger stabiler Marktausweitung sicherzustellen, erreicht. Die starken Differenzkostenanstiege der letzten Jahre wurden vor allem durch eine verspätete Korrektur der Vergütungen für Fotovoltaikanlagen hervorgerufen. Derartige stets notwendige Anpassungen (z. B. bei der Windenergie) müssen zukünftig rascher und effektiver erfolgen. Korrekturbedürftig am EEG sind auch die Berechnungsgrundlagen für die EEG-Umlage, die in der jetzigen Form eine unausgewogene Belastung einzelner Verbrauchergruppen darstellt und die positiven Wirkungen der EE-Stromerzeugung zu wenig berücksichtigt.

## **Schlussfolgerungen**

Von Kosten der Energiewende im eigentlichen Sinne kann nur gesprochen werden, wenn der heutige Zustand des Energiesystems als grundsätzlicher Maßstab für zukünftig aufzubringende Vorleistungen betrachtet wird. Da dieses Energiesystem aber gerade die Schäden (und Kosten) verursacht hat, die mit der Energiewende eingedämmt bzw. beseitigt werden sollen, ist dies ein fundamentaler Denkfehler. Das Ziel kann daher nur lauten, dass sich in absehbarer Zeit die Preissignale des Energiemarkts an den gesamtwirtschaftlichen Kosten derjenigen Technologien auszurichten haben, die in der Lage sind, Strom sowie Wärme und Kraftstoffe (nahezu) emissionsfrei und ohne wesentliche Inanspruchnahme fossiler Ressourcen bereitzustellen. Damit ist nicht das heutige Kostenniveau dieser Technologien gemeint, sondern dasjenige, welches sich bei Weiterführung technologischer Innovationsprozesse und Marktausweitungen zukünftig einstellen kann. Darunter ist Klimaschutz, Ressourcenschonung und Langzeitstabilität nicht zu haben. Jedoch zeigen zahlreiche Studien, dass dieses Kostenniveau niedriger und gleichzeitig stabiler sein dürfte als dasjenige, welches sich bei einem nur halbherzigen Abwenden von fossilen Energieträgern längerfristig einstellen wird. Damit stellt sich auch ein nicht zu unterschätzender gesamtwirtschaftlicher Nutzen ein, der auch zu einer verbesserten Stabilität und Versorgungssicherheit der betreffenden Volkswirtschaften führt. Er kommt in obigen Berechnungen durch die kumulierten Differenzkosten des Szenarios „Vollständige Internalisierung“ zum Ausdruck.

Selbstverständlich lassen sich die „Erblasten“ des bisherigen Energiemarkts nicht schlagartig beseitigen. Alle Energieverbraucher profitieren nämlich von den bisherigen Preisstrukturen am Energiemarkt, da sie nur einen Teil der eigentlich anfallenden Energiebereitstellungskosten bezahlen müssen. Die vollen Kosten der Energiebereitstellung werden bis heute zu Lasten der Umwelt und zu Lasten zukünftiger Generationen umverteilt. Gegen diesen gigantischen gesamtwirtschaftlichen Verteilungseffekt sind die kurzfristigen volkswirtschaftlichen Verteilungseffekte derzeit höherer investiver Ausgaben für EE zu Lasten von Ausgaben in anderen Wirtschaftsbereichen, wie sie gelegentlich beklagt werden, von nachrangiger Bedeutung.

In einem derart veränderten Energiemarkt sind höhere Energiepreise keine Belastung. Die Energierechnung für den Verbraucher stiege nur in einer Übergangszeit. Mittel- bis längerfristig würden die höheren spezifischen Preise durch erhebliche Verbrauchsreduktionen mehr als kompensiert, da sie zuverlässige Anreize für die Ausschöpfung der beträchtlichen, heute bei weitem noch nicht genutzten Effizienzpotenziale darstellen. Als „korrekte“ Steuerungssignale würden diese Energiepreise wirkungsvoll für stets weitere Innovationen bei allen Technologien eines effizienten Umgangs mit Energie und der Nutzung erneuerbarer Energien sorgen. Dieser Zustand mag vielen aus heutiger Sicht utopisch und gesellschaftlich nicht durchsetzbar erscheinen, aber vergessen wir nicht: Auch der breite Konsens über den

Zielkatalog der deutschen Energiewende war vor 20 Jahren so nicht vorstellbar. Eine Erfüllung dieser aus Klimaschutzsicht notwendigen Ziele wird aber nur mit einer mutigen und zielstrebigem Energiepolitik möglich sein, die entsprechende Systemänderungen beherzt umsetzt.

**BMWi 2013:** Zahlen und Fakten –Energiedaten. BMWi, Referat III C3; Berlin 6. 2. 2013  
<http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/energiedaten.html>

**FÖS 2013:** L. Reuster, S. Kuchler: „Die Kosten der Energiewende – Wie belastbar ist Altmeiers Billion?“ Kurzanalyse im Auftrag von Greenpeace Energy eG und dem BEE e.V., März 2013.

**Nitsch u.a. 2012:** J. Nitsch, T.Pregger, T. Naegler, N. Gerhardt, B. Wenzel u.a.: „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland“ DLR Stuttgart, Fraunhofer-IWES, Kassel, IfnE Teltow; Studie im Auftrag des BMU, März 2012.

**Nitsch 2013:** „Szenario 2013 – eine Weiterentwicklung des Leitszenarios 2011“; Arbeitspapier, DLR Stuttgart, März 2013; Veröffentlichung in Vorbereitung.

**WEO 2012:** „World Energy Outlook 2012“. International Energy Agency; OECD/IEA,Paris, November 2012.