FÖS FORUM ÖKOLOGISCH-SOZIALE MARKTWIRTSCHAFT GREEN BUDGET GERMANY

GREENPEACE ENERGY

WAS DIE ENERGIE-WENDE WIRKLICH KOSTET

Nettokosten des Ausbaus erneuerbarer Energien im Vergleich zur konventionellen Stromerzeugung

September 2013

Studie im Auftrag von Greenpeace Energy eG

Erstellt von Lena Reuster und Swantje Küchler
Mit freundlicher Unterstützung von Dr. Joachim Nitsch und Kai Schlegelmilch

Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft e.V. (FÖS)

Das Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft e.V. (FÖS) ist ein überparteilicher und unabhängiger politischer Think-Tank. Wir setzen uns seit 1994 für eine Weiterentwicklung der sozialen Marktwirtschaft zu einer ökologisch-sozialen Marktwirtschaft ein und sind gegenüber Entscheidungsträger_innen und Multiplikator_innen Anstoßgeber wie Konsensstifter. Zu diesem Zweck werden eigene Forschungsvorhaben durchgeführt, konkrete Konzepte entwickelt und durch Konferenzen, Hintergrundgespräche und Beiträge in die Debatte um eine moderne Umweltpolitik eingebracht. Das FÖS setzt sich für eine kontinuierliche ökologische Finanzreform ein, die die ökologische Zukunftsfähigkeit ebenso nachhaltig verbessert wie die Wirtschaftskraft.

Greenpeace Energy ist die größte bundesweite, unabhängige Energie-Genossenschaft in Deutschland. Das Ziel ist die Energiewende: eine Energieversorgung nur aus umweltfreundlichen Quellen, ohne Kohle und Atom. Als Genossenschaft verbindet Greenpeace Energy politische Forderungen mit energiewirtschaftlichen Lösungen und versorgt schon mehr als 110.000 Kunden, darunter rund 9.000 Geschäftskunden, mit sauberem Strom und dem neuartigen Gasprodukt proWindgas. Über das Tochterunternehmen Planet energy baut die Genossenschaft saubere Kraftwerke und bietet Anlegern Gelegenheit zu ökologischem Invest.

Was die Energiewende wirklich kostet

INHALT **SEITE**

ZUSAMMENFASSUNG DER ERGEBNISSE **4**

1 Hintergrund: Debatte um die Kosten der Energiewende **6**

2 Der Kostenbegriff – verschiedene mögliche Kostenbetrachtungen **7**

2.1 Gesamtkosten der Stromversorgung 7

2.2 EEG-Differenzkosten 8

2.3 Systemanalytische Differenzkosten 8

2.4 Volkswirtschaftliche Nettokosten bzw. -nutzen des Ausbaus erneuerbarer Energien 11

3 Internalisierung und Vermeidung externer (Umwelt-)kosten – Kern der Energiewende **12**

4 Analyse von Nettokosten und -nutzen **14**

4.1 Annahmen und Methodik zur Berechnung 14

4.2 Nettokosten von Bestands- vs. Neuanlagen 19

4.3 Zubau ab 2013: Kurzfristige vs. langfristige Kosten- und Nutzenbetrachtung 20

4.4 Zubau ab 2013: Einzelne Erneuerbare-Energie-Technologien 20

5 Fazit **22**

LITERATURVERZEICHNIS **23**

ZUSAMMENFASSUNG DER ERGEBNISSE

Die vorliegende Studie wirft einen kritischen Blick auf die Debatte um die Kosten der Energiewende und die dahinterstehenden Zahlenwerte und Annahmen aus einer volkswirtschaftlichen, umweltökonomischen Perspektive. Dabei konzentriert sie sich explizit auf die Kosten des Ausbaus der erneuerbaren Energien (EE) zur Stromversorgung. Als zentrale Erkenntnisse der vorliegenden Studie zu den vermeintlichen Mehrkosten des erneuerbare Energien Ausbaus lassen sich folgende Punkte zusammenfassen:

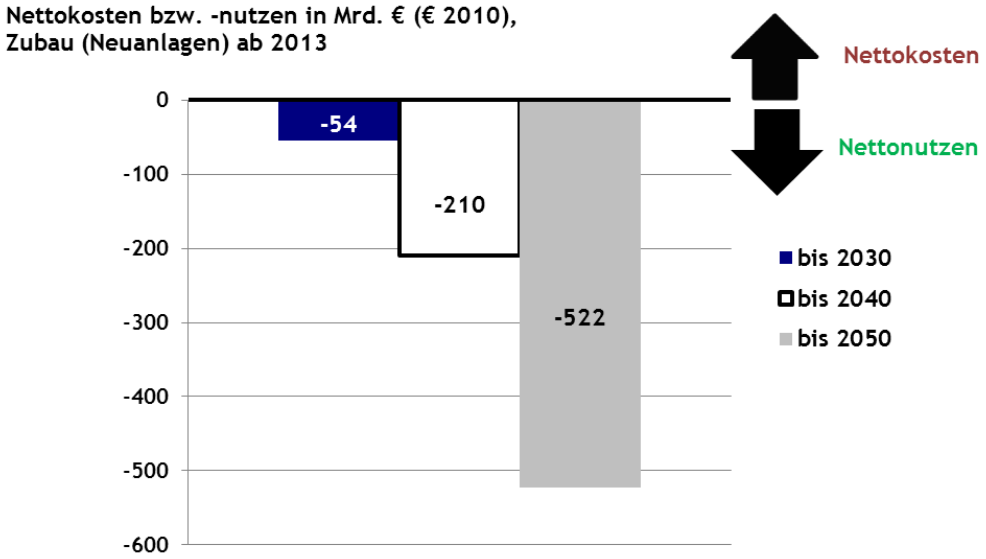
- Die **EEG-Differenzkosten sind kein geeigneter Indikator für die „Zusatzkosten" des Ausbaus** der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung. Ebenso wenig können die Gesamtkosten der Stromerzeugung als Indikator verwendet werden.

- Eine volkswirtschaftliche Bewertung des Ausbaus erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung sollte sich stattdessen an den **Nettokosten des Ausbaus der erneuerbaren Energien** orientieren. Sie basieren auf den systemanalytischen Differenzkosten, welche die Mehrkosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien mit den Stromgestehungskosten konventioneller Technologien vergleichen.

- Die Nettokosten des Ausbaus der erneuerbaren Energien enthalten zudem die **vermiedenen externen (Umwelt-)Kosten**. Sie stellen den Kern und zentralen Treiber für die Energiewende dar und werden als Nutzenwirkung gegengerechnet. Für eine umfassende Bilanz sollten zudem die **systembedingten Integrationskosten der fluktuierenden Erneuerbaren** berücksichtigt werden. Hierfür liegen bisher keine umfassenden, belastbaren Schätzungen vor und es besteht weiterer Forschungsbedarf. Daher konnten sie bei der hier präsentierten Nettorechnung nicht explizit einbezogen werden.

- Für die **politische Entscheidung über die weitere Ausgestaltung des Ausbaus erneuerbarer Energien sind ausschließlich die Kosten neuer EE-Anlagen relevant**. Zwar sind die Kosten von EE-Altanlagen nicht unerheblich, doch fallen diese unabhängig davon an, ob der Ausbau weiterhin energisch vorangetrieben oder aber (weitgehend) eingefroren wird. Zukünftige Politikentscheidungen sollten sich daher an den Nettokosten (bzw. –nutzen) des ab heute entstehenden Zubaus orientieren.

- Das Ergebnis der Nettokosten-Berechnung zeigt: Neue EE-Anlagen produzieren schon heute zum Teil günstiger Strom als der konventionelle Kraftwerkspark. Bis zum Jahr 2030 wird sich dieser **Kostenvorteil auf insgesamt 54 Milliarden Euro** summieren.



- **Je langfristiger der Betrachtungszeitraum, desto höher steigt der Kostenvorteil des EE-Ausbaus.** Im Betrachtungszeitraum bis 2040 steigt der Nettonutzen auf rund 210 Mrd. Euro und bis 2050 auf rund 522 Mrd. Euro. Mit dieser positiven Bilanz **können auch vergleichsweise hohe systembedingte Integrationskosten gegenfinanziert werden**, die in der Rechnung hier nicht explizit berücksichtigt werden konnten.

- Zur Debatte um die Kosten der Energiewende und die Kosten des Ausbaus der erneuerbaren Energien im Strombereich ist grundsätzlich anzumerken, dass **diese Kosten nur in ihrer ungefähren Größenordnung zu fassen** sind, da die Abschätzungen auf vielerlei Annahmen basieren. Zahlenwerte stellen daher keine scharfe Prognose dar, können jedoch als Orientierung dienen und zeigen eine klare Tendenz: **Der Ausbau erneuerbarer Energien führt unter dem Strich zu einer positiven volkswirtschaftlichen Kosten-Nutzen-Bilanz**. Den Ausbau der Erneuerbaren zu bremsen, wäre auch aus dieser Perspektive gesamtwirtschaftlich kontraproduktiv.

1 Hintergrund: Debatte um die Kosten der Energiewende

Beim Thema Energiewende wurde die Kostendebatte in den letzten Monaten sehr stark in den Vordergrund gerückt. Stimmen aus Politik und Wirtschaft sprachen davon, dass die Energiewende „bezahlbar“ bleiben müsse. Vor allem Bundesumweltminister Peter Altmaier hat mit seinem vorerst gescheiterten Vorschlag einer „Strompreisbremse“ und seinem Kostenüberschlag für die Energiewende von einer Billion Euro die hitzige Debatte befeuert (FAZ, 2013; Frankfurter Rundschau, 2013). Eine Überprüfung hat jedoch die Fragwürdigkeit der zugrundeliegenden Rechnung aufgedeckt (FÖS, 2013).

Häufig wird die EEG-Umlage als Kostenindikator für den Ausbau der erneuerbaren Energien verwendet. Doch diese unterliegt unterschiedlichen Einflüssen und Rahmenbedingungen, die zum Teil nicht mit dem Ausbau zusammenhängen. Dieser in der Debatte am häufigsten verwendete Indikator für die Kosten des EE-Ausbaus ist deshalb ungeeignet. Die Nutzenwirkungen der Energiewende sind von den mächtigen Kostenargumenten – zumindest in der öffentlichen Diskussion – in den Hintergrund gedrängt worden. Doch für eine angemessene Bewertung der Kosten des EE-Ausbaus im Strombereich sind auch die vermiedenen Kosten konventioneller Energien zu berücksichtigen. In einer Nettobilanz müssen sowohl die vermiedenen Stromgestehungskosten als auch die positiven Effekte auf Umwelt- und Klimaschäden angerechnet werden.

Die vorliegende Studie wirft einen kritischen Blick auf die Kostendebatte und die dahinterstehenden Zahlenwerte und Annahmen aus einer volkswirtschaftlichen, umweltökonomischen Perspektive. Dabei konzentriert sie sich auf die Kosten des Ausbaus der erneuerbaren Energien zur Stromversorgung – andere zentrale Bereiche der Energiewende wie die Energieeffizienz oder die Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärmeerzeugung werden hier explizit nicht berücksichtigt. In Abschnitt 2 wird der Kostenbegriff unter die Lupe genommen und ein Überblick über verschiedene Kostenbestandteile und -perspektiven gegeben. Abschnitt 3 betrachtet die zentrale Motivation der Energiewende und eine wichtige Komponente einer gesamtwirtschaftlichen Kostenbetrachtung – die Vermeidung externer (Umwelt-)kosten. In Abschnitt 4 werden die Nettokosten bzw. der Nettonutzen des Ausbaus der erneuerbaren Energien analysiert und nach verschiedenen Gesichtspunkten dargestellt.

2 Der Kostenbegriff – verschiedene mögliche Kostenbetrachtungen

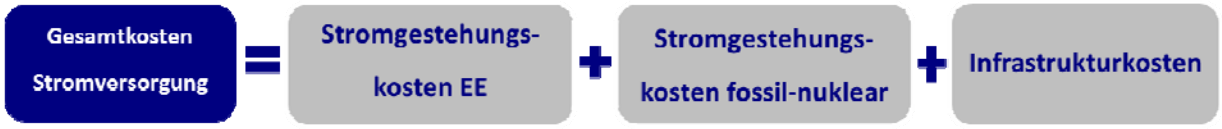
An vielen Stellen taucht die Bezeichnung „die Kosten der Energiewende“ auf. Was genau damit gemeint ist, variiert. Das sorgt für Missverständnisse und Unklarheiten. Eine möglichst scharfe Definition und Abgrenzung der unterschiedlichen existierenden Kostenbegriffe ist daher von großer Bedeutung. Im folgenden Abschnitt soll auf unterschiedliche zentrale Kostenbetrachtungsweisen und -begrifflichkeiten eingegangen werden.

2.1 Gesamtkosten der Stromversorgung

Die Gesamtkosten der Stromversorgung bestehen aus zwei Komponenten, den Stromgestehungskosten und den Infrastrukturkosten:

Zum einen werden dafür die so genannten **Stromgestehungskosten** der einzelnen verwendeten Energiequellen addiert. Diese Kosten werden insbesondere verwendet, um die Kosten von Strom aus unterschiedlichen Primärenergiequellen vergleichbar zu machen. Sie umfassen die Kosten des Baus und des Betriebs eines Kraftwerks zur Stromerzeugung über die gesamte Betriebsdauer hinweg und werden auf die gesamte produzierte Strommenge bezogen (EIA, 2013; IEA, 2011; IPCC, 2011). Stromgestehungskosten enthalten also sowohl Investitionskosten (Kapitalkosten), Brennstoffkosten als auch fixe und variable Betriebs- und Instandhaltungskosten des Kraftwerks. Um die Gesamtkosten der Stromversorgung zu erhalten, müssen die Stromgestehungskosten aller Energiequellen gemäß ihrem Anteil an der Stromversorgung addiert werden. Man kann die Stromgestehungskosten also aufspalten in Stromgestehungskosten der EE und Stromgestehungskosten der konventionellen Energieträger. Für die Berechnung der Stromgestehungskosten der EE in der Zukunft werden in Modellen Lern- und Skaleneffekte dieser Technologien, die die Stromgestehungskosten senken werden, berücksichtigt. Der Einfluss dieser Lerneffekte auf die Entwicklung der Stromgestehungskosten ist bei Photovoltaik besonders hoch.

Zusätzlich zu den Stromgestehungskosten müssen auch verschiedene **Infrastrukturkosten** in eine Gesamtkostenbetrachtung miteinbezogen werden. Denn um die unterschiedlichen Sektoren mit Strom zu versorgen, ist eine umfassende Infrastruktur erforderlich. Diese Kosten fallen unabhängig von den eingesetzten Energiequellen an, wenn auch möglicherweise in unterschiedlicher Höhe, je nachdem wie sich der Strommix zusammensetzt.[1]



Um die Kosten eines Stromsystems, das zu steigenden Anteilen auf EE-Strom basiert, mit einem Stromsystem zu vergleichen, das zum größten Teil auf Strom aus konventionellen Energieträgern basiert, reicht die Betrachtung der absoluten Gesamtkosten nicht aus. Als Grundlage für politische Entscheidungen muss der Unterschied zwischen den beiden Ausbauoptionen dienen.

[1] Zu den Infrastrukturkosten zählen auch die Integrationskosten, die unter 2.3 beschrieben werden.

2.2 EEG-Differenzkosten

Die sogenannten EEG-Differenzkosten werden oftmals im Zusammenhang mit den Kosten des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) genannt, die dann schnell mit den Kosten des Ausbaus gleichgesetzt werden. Es handelt sich dabei zwar um eine Differenz, allerdings nicht um die Differenzkosten zwischen zwei alternativen Stromsystemen. Sie beschreiben vielmehr die Differenz zwischen den EEG-Vergütungssätzen und den Börsenstrompreisen. Diese Differenz entspricht dem so genannten EEG-Umlagebetrag, der mit der EEG-Umlage von den nicht-privilegierten Stromkunden getragen wird (Fraunhofer ISI, GWS, IZES, & DIW Berlin, 2010; IfnE, 2010). Für die Berechnung der EEG-Umlage 2013 gingen die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) von EEG-Vergütungen in Höhe von gut 18,5 Mrd. Euro und prognostizierten Börsenerlösen in Höhe von 2,5 Mrd. Euro.[2] Daraus ergeben sich EEG-Differenzkosten von rund 16 Mrd. Euro für das Jahr 2013. Diese EEG-Differenzkosten können jedoch nicht, wie oftmals fälschlicherweise angenommen, als die Mehrkosten des EE-Ausbaus gelten. Sie beziehen sich auf das EEG-Umlagekonto und hängen entscheidend von den Börsenstrompreisen ab – und diese wiederum von der eingespeisten Menge an EEG-Strom. Dadurch ergeben sich teils perverse Zusammenhänge mit Wirkung auf die Höhe dieser Kosteneinheit. Die EEG-Differenzkosten und die daraus resultierende EEG-Umlage können daher statt als Kostenindikator lediglich als „bilanzieller Korrekturfaktor“ interpretiert werden (vgl. dazu auch FÖS, 2012a).

2.3 Systemanalytische Differenzkosten

Wenn es um die Darstellung der Kosten des EE-Ausbaus geht, ist von zentraler Bedeutung, nicht die Gesamtkosten ins Auge zu fassen, sondern vielmehr den Kostenunterschied – also die Differenzkosten zwischen einem EE-Ausbauszenario und einer fossil-nuklearen Stromversorgung. Es muss daher zur Berechnung stets der Vergleich zu einem Alternativszenario stattfinden.

Die Bezeichnung „systemanalytische Differenzkosten“ stammt aus der regelmäßigen Studie zu Langfristszenarien für den Ausbau der erneuerbaren Energien im Auftrag des Bundesumweltministeriums (ehemals „Leitstudie“, DLR, Fraunhofer IWES, & IFNE, 2012). Sie stellen die Kosten der Stromerzeugung erneuerbarer Technologien im Vergleich zu einer fossil-nuklearen Alternative dar.

Durch den Vergleich der Stromgestehungskosten der EE-Stromversorgung mit der konventionellen Stromversorgung berücksichtigt diese Differenzkostenrechnung automatisch auch Faktoren wie die erhebliche Kostenersparnis durch die Verminderung des Imports fossiler Energieträger (denn Brennstoffkosten werden, wie oben beschrieben, in den Stromgestehungskosten berücksichtigt). Die Kostenentwicklung einzelner EE-Technologien und die angenommenen Ausbauszenarien haben somit einen entscheidenden Einfluss auf die Höhe der Differenzkosten.

---

2 Vgl. Prognose der EEG-Umlage 2013 der ÜNB unter http://www.eeg-kwk.net/de/file/Konzept_zur_Berechnung_und_Prognose_der_EEG-Umlage_2013.pdf

Ein wichtiger Einflussfaktor auf die Kostenberechnung und grundsätzlich auf die ökonomische Bewertung des Ausbaus der EE ist auch die verwendete Annahme über die zukünftige Preisentwicklung der fossilen Energieträger und die Entwicklung des CO_2-Preises. Dabei legt die Leitstudie unterschiedliche Preispfade zugrunde und folgt dem Prinzip, dass vermiedene externe Kosten lediglich in Höhe des je nach gewähltem Preispfad existierenden CO_2-Preises in der Kostenrechnung berücksichtigt werden.

Die Berechnungen in DLR et al. 2012 basieren auf einem Referenzszenario, das eine rein fossil-nukleare Stromversorgung darstellt. Dabei vergleicht die Studie die Stromgestehungskosten einer fossil-nuklearen Stromversorgung aus einem Mix an Alt- und Neuanlagen mit den Stromgestehungskosten einer Stromversorgung aus EE (vgl. Tabelle 7-3, S. 219 in DLR et al. 2012). Daher berechnen sich die Differenzkosten durch den Vergleich der EE-Stromgestehungskosten und den konventionellen Stromgestehungskosten. Die meisten anderen wissenschaftlichen Studien, die Szenarien für den Ausbau der EE modellieren, vergleichen hingegen unterschiedliche Strommixe aufgrund von unterschiedlichen Ausbauszenarien. Das Referenzszenario in den Energieszenarien für das Energiekonzept stellt beispielsweise eine Entwicklung dar, die bis zu diesem Zeitpunkt angelegte Politikmaßnahmen fortschreibt, und erhält so auch im Referenzszenario für 2050 einen Strommix, der Wind, Wasser und Sonne umfasst (EWI, GWS, & Prognos, 2010). Dennoch sind die systemanalytischen Differenzkosten ein sinnvoller Indikator für die Nettobilanz: In der hier gewählten Herangehensweise sind nicht die Kosten verschiedener Zubaupfade relevant, sondern es soll die Kostendifferenz der EE-Stromerzeugung gegenüber konventionellen Technologien verdeutlicht werden.

Weiterer Forschungsbedarf

Weiterer Forschungsbedarf besteht bei den bislang noch nicht umfassend dargestellten zusätzlichen **„Integrationskosten“**, die durch die starke Fluktuation der Produktion des EE-Stroms entstehen. Als Integrationskosten (alternativ verwendete Begriffe können „zusätzliche Systemkosten“ oder „Fluktuationskosten“ sein) können die indirekten Kosten der Stromversorgung auf Systemebene verstanden werden. Dazu zählen alle zusätzlichen Systemkosten, die nicht direkt mit der Stromerzeugung zu tun haben, z.B. Kosten für Netze, Ausgleich und Reservekapazitäten (Ueckerdt, Hirth, Luderer, & Edenhofer, 2013). Beispielsweise kann es bei dargebotsabhängigen EE zu einer Überproduktion in den Spitzen kommen, und da diese Überschüsse nicht direkt verbraucht werden, führen sie zu höheren Kosten (beispielsweise durch Speicherung) (Arrhenius, 2013). Grundsätzlich fallen bei allen Stromgewinnungstechnologien (erneuerbaren und konventionellen) Integrationskosten an. Jedoch sind sie bei fluktuierenden Erneuerbaren wie Wind und PV aufgrund der starken Variabilität (Fluktuation bzw. Dargebots-Abhängigkeit), relativen Unsicherheit (beschränkte Vorhersehbarkeit der Einspeisung insbesondere bei Wind) und Ortsabhängigkeit vergleichsweise hoch (Hirth, 2012; PIK, 2012). So produzieren fluktuierende EE fast immer weniger Strom als die maximale Last theoretisch zulassen würde – und das erhöht die Kosten.

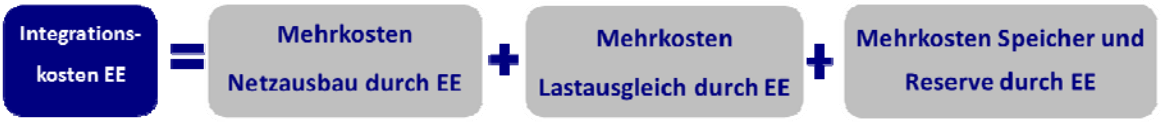
Zum vollständigen Umfang dieser zusätzlichen Integrationskosten liegen bisher keine umfassenden Schätzungen vor. Die systemanalytische Kostenrechnung in DLR et al. 2012 ignoriert daher die „zusätzlichen Aufwendungen für die Einbindung des fluktuierenden EE-Angebots in das gesamte Stromversorgungssystem“ (DLR et al., 2012). Zur Berechnung müssten die Differenzkosten der Integrationskosten ermittelt werden, sprich die Systemaufwendungen für eine Stromversorgung aus EE mit den Systemaufwendungen für eine konventionelle Stromversorgung verglichen werden. Auch hierfür ist also wieder ein Referenz(Baseline-)szenario notwendig.

Eine solche umfassende Modellierung und Gegenrechnung dieser beiden Szenarien, die alle Integrationskosten explizit abdeckt, liegt bisher nicht vor. Abschätzungen beziffern beispielsweise die EE-bedingten zusätzlichen Netzmehrkosten auf rund 12-13 Prozent der systemanalytischen Differenzkosten des EE-Anlagenzubaus (DLR et al., 2012). Fraunhofer ISI et al. 2010 berechnen die jährlichen Ausgleichs- und Regelenergiekosten für die Vergangenheit, liefern aber keine Hochrechnung der Entwicklung dieser Kosten.

Für 2011 liegen diese Kosten bei 155 Mio. Euro und sind seit 2008 stark abgefallen (um rund 75 Prozent). Die Kosten für den Ausbau der Übertragungsnetze und die Offshore-Anbindung wird für 2011 auf 125 Mio. Euro geschätzt. Die dena-Verteilnetzstudie rechnet mit notwendigen Investitionen in die Verteilnetze bis 2030 von 27,5 Mrd. Euro (Dena, 2012).[3] Die Verteilnetze sind entscheidend für eine dezentralere Versorgung aus EE-Anlagen. Laut Dena fallen diese Kosten nur durch den Ausbau der EE an.[4]

Doch die Netzkosten stellen nur einen Teil der Integrationskosten dar. Hinzu kommen insbesondere Kosten für Back-up-Kapazitäten, Speicher, Überproduktion und Lastausgleichskosten z.B. bei kurzfristig falschen Prognosen (Fraunhofer ISI et al., 2010; Hirth, 2012; Ueckerdt et al., 2013).

Für die kompletten Integrationskosten liegen von wissenschaftlicher Seite allenfalls grobe Schätzungen vor, die mit dem Anteil der EE am Strommix steigen. So sollen die Integrationskosten von Strom aus Windkraft je nach Anteil der Windkraft am Strommix zwischen 20 und 75 Euro/MWh, die von PV je nach Anteil zwischen ca. 35 und 100 Euro/MWh liegen (Ueckerdt et al., 2013). Die Werte gelten allerdings wiederum nur für bestimmte Anteile der fluktuierenden EE an der gesamten Stromerzeugung. In einer aktuellen Studie im Auftrag von Agora Energiewende zum kostenoptimalen Ausbau der EE werden neben den Stromerzeugungskosten (Stromgestehungskosten) auch die jeweiligen Kosten der residualen Stromerzeugung durch andere Kraftwerke sowie die Kosten des Ausbaus der Übertragungs- und Verteilnetze modelliert (Consentec & Fraunhofer IWES, 2013). Allerdings werden nicht die durch den Ausbau der EE verursachten zusätzlichen Netzkosten (Differenzkosten) berechnet, sondern vielmehr die Gesamtkosten des Netzbestands inklusive des Zubaus für ein Basisszenario und unterschiedlich optimierte Ausbauszenarien.[5] Darin sind demnach sämtliche Netzkosten enthalten, auch Instandhaltungs- und Erneuerungskosten, die ebenso ohne den Ausbau der EE anfallen würden. Die dort berechneten finanziellen Größenordnungen sagen also wenig über die Differenzkosten aus. Die Zuordnung von Netzausbaukosten zu fossilen oder erneuerbaren Energieträgern gestaltet sich grundsätzlich schwierig, da diese auch stark von der Auslastung, Steuerung der Einspeisung und anderen Faktoren abhängt (Fraunhofer ISI et al., 2010). Unterschiedliche wissenschaftliche Szenarienstudien berücksichtigen unterschiedliche Aspekte der Integrationskosten (Netze, Speicher oder Nachfrageseitiges Lastmanagement) in unterschiedlichem Maße und durch unterschiedliche Methodik und Annahmen (PIK, 2012). Eine wirkliche systematische Vergleichbarkeit ist dadurch nicht gegeben.



Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die zusätzlichen Integrationskosten, die durch den Ausbau der EE entstehen, wahrscheinlich in einer signifikanten Höhe anfallen werden, bislang aber noch nicht abschließend beziffert wurden und im Folgenden deshalb nicht berücksichtigt werden können.

---

3 Bei einem Netzausbau gemäß dem Netzentwicklungsplan (NEP) der Bundesregierung.

4 Die Dena-Studie rechnet dem Ausbau der EE die kompletten „Erweiterungsinvestitionen“ in die Verteilnetze zu. Abgezogen werden lediglich 15 Prozent der „Ersatzinvestitionen“ zur Substanzerhaltung der Verteilnetze, von denen angenommen wird, dass sie durch Erweiterungsinvestitionen ersetzt werden und somit in jedem Fall Kosten angefallen wären.

5 Für das Basisszenario stellt die Studie die „annuitätischen Investitionskosten des Netzbestandes im Übertragungsnetz und in den Verteilnetzen inklusive […] angenommener Zubau“ dar. Siehe Datenanhang unter http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/presse/Pk_Optimierungsstudie/Studie_Kostenoptimaler_EE-Ausbau_Datenanhang_v1_27052013.pdf

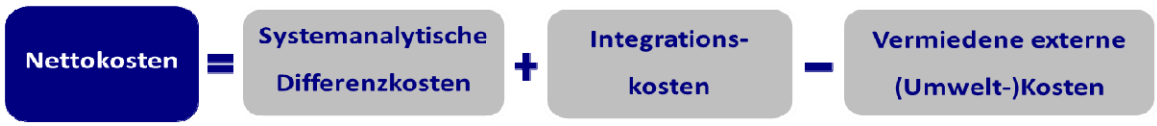
2.4 Volkswirtschaftliche Nettokosten bzw. -nutzen des Ausbaus erneuerbarer Energien

Die systemanalytischen Differenzkosten stellen also per se noch nicht die gesamtwirtschaftliche Netto-Betrachtung des Ausbaus dar. Zwei weitere Komponenten sollten hierzu in die Rechnung mitaufgenommen werden:

1. Um die tatsächlichen volkswirtschaftlichen Mehrkosten des Ausbaus der EE bei der Stromversorgung zu bestimmen, müssen die **vollständigen vermiedenen externen (Umwelt-)Kosten** von den systemanalytischen Differenzkosten abgezogen werden. Vermiedene externe Kosten sind eine sogenannte positive Externalität der EE, von der die Allgemeinheit profitiert – und müssen somit in einer volkswirtschaftlichen Betrachtung mit berücksichtigt werden (siehe dazu im Detail Kapitel 3). Teilweise werden diese vermiedenen externen Kosten schon in den systemanalytischen Differenzkosten, die DLR et al. 2012 berechnen, berücksichtigt – durch den CO_2-Preis, der in unterschiedlichen Szenarien in unterschiedlicher Höhe eingepreist wird.[6] Doch aus volkswirtschaftlicher Perspektive werden Kosten nicht erst wirksam, wenn sie betriebswirtschaftlich anfallen (durch die Einführung eines CO_2-Preises durch ein politisches Instrument). Vielmehr sollten sowohl positive als auch negative externe Kosten in das Kosten-Nutzen-Kalkül aufgenommen werden. Die Einführung eines Preis- oder Mengeninstrumentes (in Form eines CO_2-Preises) sorgt lediglich dafür, dass die externen Kosten einem Akteur zugeordnet werden können, im besten Fall dem Verursacher. Zusätzlich zu den CO_2-Kosten sollten auch andere externe Kosten wie die vermiedenen externen Kosten durch Atomenergie berücksichtigt werden (siehe dazu Kapitel 30). Auch weitere makroökonomische Effekte können als externe Effekte betrachtet werden (vgl. auch Abschnitt 4.1).

2. Gleichzeitig sollten die in der systemanalytischen Differenzkostenrechnung bisher nicht berücksichtigten **zusätzlichen Integrationskosten durch EE** zu den Kosten addiert werden. Dazu zählen, wie im vorherigen Abschnitt erläutert, systembezogene Kosten für Netze, Speicher, Back-up-Kapazitäten, Lastausgleich, Ausgleichskosten bei kurzfristig falschen Prognosen, etc., die zusätzlich durch den Ausbau der EE anfallen.[7]

Daraus ergibt sich folgende Gleichung für die volkswirtschaftlichen Nettokosten des Ausbaus der EE:



Die Nettokosten enthalten sowohl die systemanalytischen Differenzkosten als auch die vermiedenen externen (Umwelt-)Kosten und die Integrationskosten der fluktuierenden Erneuerbaren. Sie sollen deshalb im Folgenden (aufgrund fehlender Ergebnisse ohne die Integrationskosten, siehe Abschnitt 2.3) als zentraler Kostenbegriff dienen, da sie Kosten und Nutzen des Ausbaus der erneuerbaren Energien erfassen.

---

6 Die Analyse der systemanalytischen Differenzkosten in DLR et al. 2012 geht von unterschiedlichen Preispfaden für die Entwicklung der CO_2-Preise aus. Die Differenzkosten werden also für verschieden hohe CO_2-Preise und somit internalisierte Klimakosten dargestellt. Zur Darstellung der tatsächlichen volkswirtschaftlichen Nettokosten sollte der Preispfad einer vollen Internalisierung der externen Klimakosten durch den Ausstoß von CO_2 verwendet werden.

7 Auch hier ist es entscheidend, von Differenz- und nicht von Gesamtkosten auszugehen.

3 Internalisierung und Vermeidung externer (Umwelt-)kosten – Kern der Energiewende

Sogenannte externe Kosten sind Kosten, die nicht in der betriebswirtschaftlichen Kostenkalkulation des Verursachers auftauchen, sondern von der Gesellschaft getragen werden müssen (Umweltbundesamt, 2012a). Sie fallen bei der heutigen Stromerzeugung insbesondere in Form von klimawandelbedingten Schäden und anderen Umweltbelastungen wie die Belastung der Luftqualität an.

Der britische Klimaforscher, Regierungsberater und ehemalige Chefökonom der Weltbank, Sir Nicholas Stern, zeigte in seiner Analyse auf, dass die Kosten durch die Folgen des Klimawandels ungefähr fünfmal so hoch sind wie die Kosten, den Klimawandel rechtzeitig zu vermeiden – beispielsweise durch eine möglichst schleunige Umstellung auf erneuerbare Energiequellen (Stern, 2008; The Guardian, 2008, 2013). Naturkatastrophen und Extremereignisse wie Überschwemmungen und Hitze- oder Kältewellen, die auf die Erderwärmung zurückzuführen sind, können enorme Kosten verursachen. Ein aktuelles Beispiel ist die erneute „Jahrhundertflut“ in Deutschland im Juni 2013. Noch sind keine umfassenden Schätzungen vorhanden, was das komplette Ausmaß des Schadens betrifft, doch alleine der Hilfsfonds des Bundes soll 8 Milliarden Euro umfassen (Bundesministerium der Finanzen, 2013). Diese von Ökonomen als externe Kosten bezeichneten Umweltschadenskosten sind also durchaus real bzw. können sehr schnell real werden – und sind dann faktisch Kosten, die einzelnen Betroffenen entstehen oder die die Allgemeinheit beispielsweise über Steuergelder begleichen muss. Entscheidend ist, dass sich externe Umweltschäden nicht an das Verursacherprinzip halten und die unterschiedlichsten Akteure und Bevölkerungsteile betroffen sein können.

Zentrale Beweggründe für die Energiewende in Deutschland sind der Ressourcenschutz, die Furcht vor den Folgen (und somit den externen Kosten) der Atomenergie und das Ziel, den Klimawandel u.a. durch einen möglichst raschen Umstieg auf erneuerbare Energien zu verhindern bzw. einzuschränken (und somit die dadurch entstehenden externen Kosten möglichst gering zu halten). Wenn die Kosten einer Entscheidung debattiert werden, wie es seit einigen Monaten beim Thema Energiewende der Fall ist, müssen gerechterweise auch die Gründe bzw. der Nutzen dieses Weges miteingerechnet werden. Noch dazu, wenn dieser Nutzen in Form von vermiedenen Kosten zumindest annähernd quantifizierbar ist. Grundlage für eine ökonomische Bewertung des eingeschlagenen Pfades sollten dann die Nettokosten sein. Dass diese möglichst gering gehalten werden und die Ziele kostenoptimal erreicht werden sollten, versteht sich zumindest aus ökonomischer Perspektive von selbst. Die Minimierung der hier vorgeschlagenen volkswirtschaftlichen Nettokosten des Ausbaus der EE sollte eine zentrale Leitplanke aller politischen Entscheidungen sein.

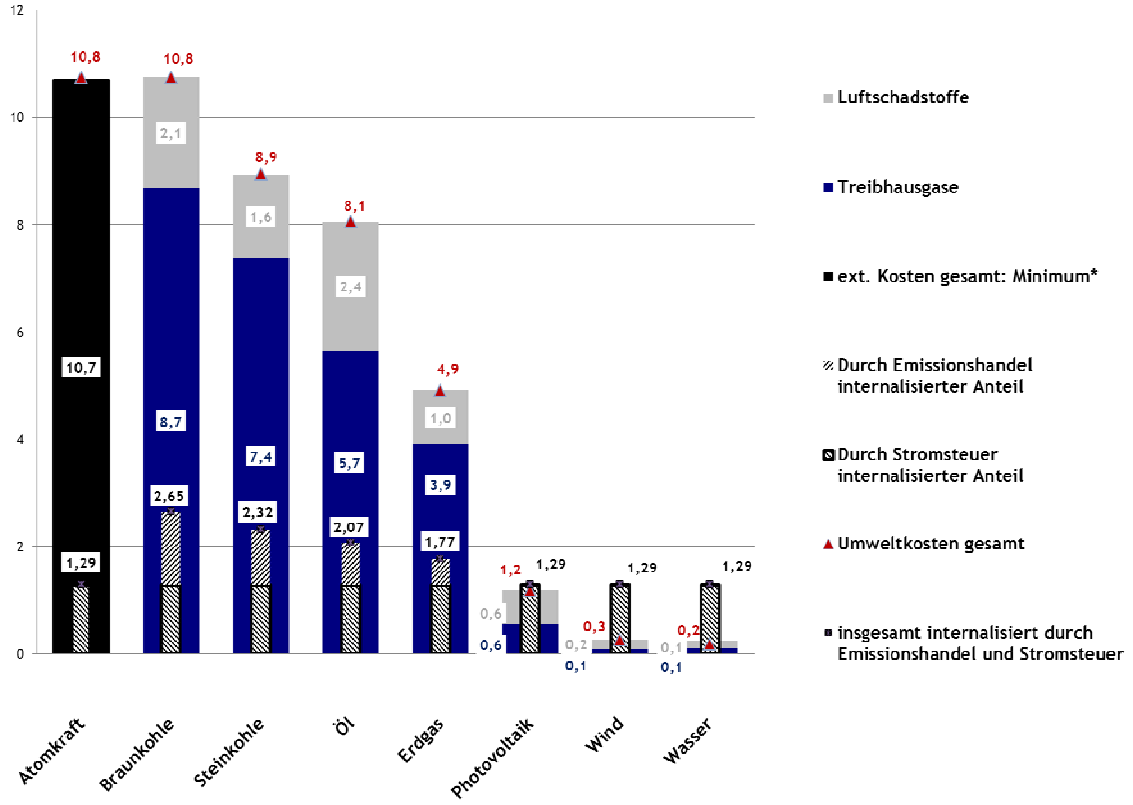
Seit der wegweisenden Arbeit des Ökonomen Arthur Cecil Pigou zur Internalisierung externer Effekte empfiehlt es sich aus ökonomischer Perspektive, externe (Umwelt-)Kosten über ökonomische Instrumente einzupreisen (Pigou, 1920). Im besten Fall sollte der Staat mit marktbasierten Instrumenten wie einer Steuer oder einem Zertifikatesystem eingreifen (Borenstein, 2012). Doch nicht immer sind diese Instrumente politisch durchsetzbar – zumindest nicht in angemessenem Umfang. Ein Grund für die anhaltenden Niedrigpreise im europäischen Emissionshandel ist auch die Tatsache, dass viel zu viele Zertifikate zugeteilt wurden – in den ersten beiden Handelsperioden sogar umsonst (Martin, Muuls, Preux, & Wagner, 2012). Ergänzende Politikinstrumente wie z.B. eine Technologieförderung klimafreundlicher Alternativen können notwendig werden, wenn klassische Preis- oder Mengeninstrumente aus politökonomischen Gründen nicht ausreichend gut funktionieren.

Doch lassen sich die externen Umweltschäden der Stromerzeugung quantifizieren und somit direkt in die „monetäre Waagschale der Nettokostenrechnung“ werfen? Das Umweltbundesamt (UBA) legt für den Ausstoß von CO_2 kurzfristige Klimaschadenskosten in Höhe von 80 Euro/tCO_2 an (Umweltbundesamt, 2012a). Zusätzlich können die Kosten der Luftverschmutzung durch die Emission von Luftschadstoffen bei der Energieerzeugung berechnet werden. Dazu werden Emissionsfaktoren berechnet, die für jede Energiequel-

le den mit jeder Kilowattstunde erzeugtem Strom verbundenen Ausstoß an Emissionen (Treibhausgas- und Luftschadstoffemissionen) angeben. In einem nächsten Schritt wurden Schadenskosten in den Wirkungsbereichen Klima, Gesundheit, Ernte, Material und Artenvielfalt in Euro pro Tonne Emission (Treibhausgase oder Luftschadstoffe) berechnet (Fraunhofer ISI, 2012). Dazu können verschiedene ökonomische Bewertungsmethoden zur Schätzung der Zahlungsbereitschaft für ein Umweltgut verwendet werden, da nicht immer Marktpreise zur Verfügung stehen. Auf diese Weise werden die externen Umweltkosten eines bestimmten Strommixes abgeschätzt.

Abbildung 1 zeigt die Umweltkosten der Stromerzeugung je nach verwendeter Energieressource in Cent/kWh und aufgeteilt in Kosten durch Luftschadstoffe sowie Klimaschäden (Treibhausgase) (Umweltbundesamt, 2012b). Daraus geht hervor, dass die Klimakosten den größten Anteil an den Umweltkosten der Stromerzeugung ausmachen und Luftschadstoffe einen vergleichsweise geringeren Effekt haben.

Abbildung 1 Umweltkosten der Stromerzeugung in Deutschland (in Euro-Cent$_{2010}$/kWh)



Quelle: Eigene Darstellung nach Umweltbundesamt 2012b, Fraunhofer ISI 2012 und FÖS 2012b

Grundsätzlich ist bei der Quantifizierung der Umweltkosten der Stromerzeugung zu beachten, dass der geschätzte Schaden durch CO_2 in der wissenschaftlichen Literatur in einer großen Bandbreite diskutiert wird (siehe auch Fraunhofer ISI, 2012). Das liegt insbesondere an den unterschiedlichen verwendbaren Bewertungsmethoden zur Schätzung des Marktwertes von Umweltgütern sowie der relativ hohen Unsicherheit über die Ausmaße und den Zeitpunkt der Klimaschäden und die einzusetzende Diskontrate.

Die verfügbaren Schätzungen für die externen Kosten der Atomenergie liegen mit 0,1 Ct/kWh bis 320 Ct/kWh ebenfalls sehr weit auseinander. Das hängt vor allem damit zusammen, dass hier Annahmen zur Wahrscheinlichkeit und zu den Folgekosten eines nuklearen Unfalls mit Freisetzung von radioaktivem Material getroffen werden müssen. Aus dieser Bandbreite methodisch fundiert einen "Best Guess" heraus-

zufiltern, ist nach Einschätzung der Autorinnen nicht möglich. Für die externen Kosten der Atomenergie kann lediglich eine verkleinerte Bandbreite, aber kein Punktwert angegeben werden (FÖS 2012b).

4 Analyse von Nettokosten und -nutzen

Im Folgenden sollen die in Abschnitt 2.4 definierten volkswirtschaftlichen Nettokosten des Ausbaus der EE unter verschiedenen Gesichtspunkten dargestellt werden. Dabei wird eine Szenarienberechnung von Nitsch 2013a verwendet, die die systemanalytischen Differenzkosten des EE-Ausbaus beleuchtet. Unterabschnitt 4.1 gibt einen Überblick über die zugrundeliegenden Annahmen und Methodik. In Unterabschnitt 4.2 stellen wir die Nettokosten von Bestandsanlagen (Anlagen, die bis einschließlich 2012 ans Netz gingen) den Nettokosten von Neuanlagen ab 2013 gegenüber. In den Unterabschnitten 4.3 und 4.4 werden die Nettokosten der Neuanlagen ab 2013 weiter aufgeschlüsselt. Dieser Fokus auf die Kosten durch den ab heute stattfindenden Zubau ist sinnvoll, wenn es um die Betrachtung und Bewertung zukünftiger Politikoptionen geht. Denn die Kosten durch den Bestand, der sogenannte „Kostenrucksack“, lassen sich ohne einschneidende, rückwirkende Kürzungen schon zugesagter Zahlungen nicht schmälern. Zukünftige Politikentscheidungen sollten sich demnach an den Nettokosten (bzw. –nutzen) des ab heute entstehenden Zubaus orientieren, denn nur für diese Neuanlagen könnten ggf. geänderte Politikmaßnahmen greifen. Unsere Darstellung konzentriert sich daher auf diesen Teil der Nettokosten. Abschnitt 4.3 betrachtet die Nettokosten aus zeitlicher Perspektive (kurz- bzw. langfristige Nettokosten), Abschnitt 4.4 differenziert nach einzelnen EE-Technologien.

4.1 Annahmen und Methodik zur Berechnung

Zu zentralen Kostenkomponenten und Einflussgrößen werden folgende vereinfachende Annahmen getroffen:

Annahme für externe (Umwelt-)kosten

Wie unter Abschnitt 3 beschrieben sollten für eine volkswirtschaftlich vollständige Berechnung der Nettokosten die vermiedenen externen (Umwelt-)kosten berücksichtigt werden. Daher verwenden wir hier die systemanalytischen Differenzkosten aus dem Szenario „Volle Internalisierung“ (Nitsch, 2013a), das mit externen Kosten in Höhe von 80 Euro/tCO_2 bis 2030 und 100 Euro/tCO_2 bis 2050 rechnet.[8] Dies entspricht dem Schadenskostenansatz des UBA. Außerdem werden die externen Kosten der Atomenergie in dieser Szenarienrechnung anteilig berücksichtigt, indem im Kraftwerksmix (bis 2022) die Vollkosten von Kernenergiestrom mit einem mittleren Wert von 15,5 ct/kWh (3 ct/kWh Stromgestehungskosten und 12,5 ct/kWh externe Kosten) eingehen.[9] Damit wird ein Wert am unteren Rand der Spannbreite der geschätzten externen Kosten der Atomenergie, die ungefähr zwischen 10,7 und 34 ct/kWh liegen, verwendet (FÖS, 2012b). Die externen Kosten durch Luftschadstoffe, die durch den Einsatz Erneuerbarer vermieden werden, sind in der dargestellten Szenarienrechnung von Nitsch 2013 nicht berücksichtigt. Im Vergleich zu den Umweltkosten durch den Ausstoß von Treibhausgasen handelt es sich um einen relativ geringeren Kostenpunkt. Je nach fossilem Energieträger belaufen sie sich auf 17 bis 30 Prozent der gesamten Umweltkosten (Umweltbundesamt, 2012, vgl. auch Abbildung 1). In der folgenden Darstellung sind die Umweltkosten

---

8 Alle Kostenangaben werden in $Euro_{2010}$ angegeben. Joachim Nitschs Szenario der vollen Internalisierung basiert außerdem auf dem Preispfad A aus der BMU Leitstudie (DLR et al., 2012) für die Preise fossiler Brennstoffe und CO_2. Dieser Preispfad nimmt im Vergleich zu den Energieszenarien zum Energiekonzept (EWI et al., 2010) höhere Preisentwicklungen an.

9 Laut Aussagen von Autor Dr. Joachim Nitsch.

durch Luftschadstoffe deshalb nicht einberechnet, obwohl auch diese in einer vollständigen Nettokostenrechnung berücksichtigt werden sollten. Demgegenüber sind jedoch auch die deutlich darunter liegenden Umweltkosten durch EE (siehe Abbildung 1) hier nicht enthalten. In der Tendenz würde die Einberechnung dieser beiden Effekte aber zu einem noch höheren Nettonutzen der erneuerbaren Energien führen.

Annahme für Integrationskosten

Wie unter Abschnitt 2.3 beschrieben, liegen für die zusätzlichen durch EE entstehenden sogenannten Integrationskosten bisher keine robusten, umfassenden und konkreten Schätzungen vor, so auch das Ergebnis einer Metastudie zu Ausbauszenarien u.a. für Deutschland (PIK, 2012). Basierend auf dieser Datengrundlage können wir im Rahmen der vorliegenden Studie keine Annahme für die Höhe der Integrationskosten treffen. Die in diesem Abschnitt als Nettokosten bezeichneten Kosten enthalten also *nicht* die Integrationskosten, wie unter Abschnitt 2.4 definiert.

Annahme für makroökonomische Wirkungen

In die Kosten-Nutzen-Berechnungen des Ausbaus der EE, die im Auftrag des BMU erstellt werden (zuletzt Fraunhofer ISI, DIW Berlin, GWS, & IZES, 2012), werden neben den systemanalytischen Kosten-Nutzen-Wirkungen auch die Kategorien Verteilungs- und Preiseffekte sowie makroökonomische Effekte behandelt. Verteilungs- und Preiseffekte spielen für die hier angestrebte gesamtwirtschaftliche Betrachtung keine Rolle (sondern vielmehr für die einzelwirtschaftliche Perspektive unterschiedlicher Akteure) und werden daher hier nicht weiter berücksichtigt. Makroökonomische Effekte beziehen sich auf gesamtwirtschaftliche Wirkungen des Ausbaus der EE wie beispielsweise erhöhte Beschäftigungszahlen im Bereich EE oder vermiedene (fossile) Ressourcenimporte. Die Bemessung dieser Effekte erfolgt größtenteils über komplexe gesamtwirtschaftliche Modelle. In der hier vorgeschlagenen Nettokostenbetrachtung werden Differenzkosten verwendet, also die jeweils zusätzlichen Kosten oder vermiedenen Kosten der EE im Vergleich zu den konventionellen Technologien. Einige makroökonomische Effekte wie die gesparten fossilen Importe werden dadurch automatisch berücksichtigt. Die makroökonomischen Effekte vollständig als Differenzkosten darzustellen, kann jedoch nur über komplexe sogenannte Integrated Assessment Modelle funktionieren, die sehr stark abstrahieren und somit auch meist stark von der Realität abweichen. Daher beschränkt sich die Nettokostenbetrachtung hier auf die systemanalytischen Differenzkosten und lässt weitere makroökonomische Kosten-Nutzen-Wirkungen außen vor.

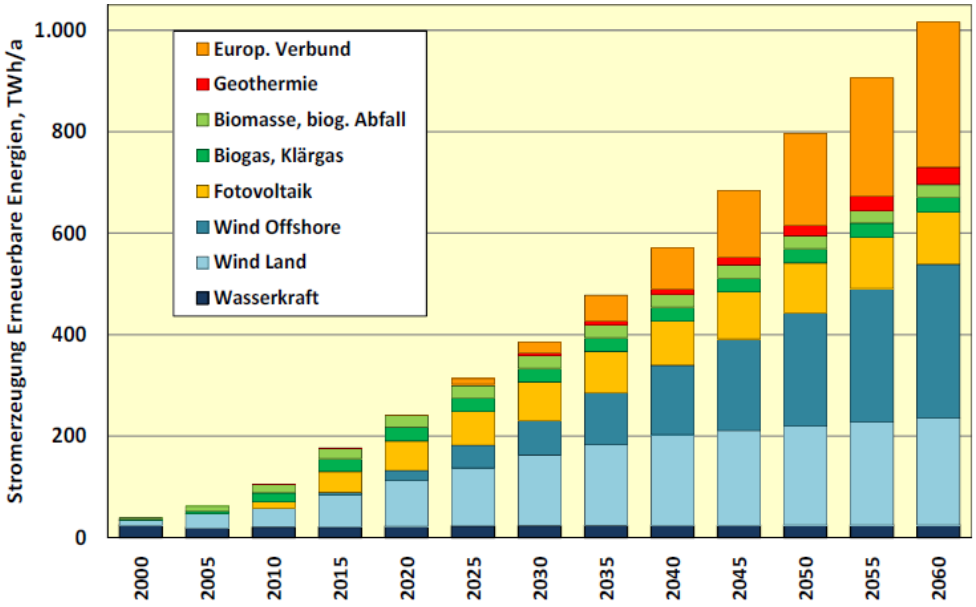
Annahme für die Struktur der Stromversorgung

Die hier dargestellten Nettokosten bzw. –nutzen beziehen sich auf eine Kostenrechnung aus Nitsch 2013b. Dieser Rechnung liegt ein Ausbauszenario zugrunde, das der Autor als „Szenario 2013“ bezeichnet (Nitsch, 2013b). Abbildung 2 zeigt den EE-Mix in der Stromerzeugung, den das Szenario annimmt. Der Anteil der EE an der Stromversorgung steigt demnach von rund 136 TWh/a (bei prognostiziertem Bruttostromverbrauch von 595 TWh/a) im Jahr 2012 auf rund 385 TWh/a (bei prognostiziertem Bruttostromverbrauch von 628 TWh/a) im Jahr 2030 und somit von rund 23 auf 61 Prozent.[10] Das Szenario entspricht den Zielsetzungen des Energiekonzepts für den Ausbau der EE und baut auf den sogenannten Leitszenarien für das BMU der letzten Jahre auf bzw. passt diese entsprechend aktueller Entwicklungen an. Es bildet das Klimaschutzziel einer Treibhausgasreduktion um 80-95 Prozent bis 2050 ab (im Szenario werden Emissionen bis 2060 um 95 Prozent vermindert).

---

10 Für mehr Details zum zugrundeliegenden Ausbauszenario siehe Nitsch 2013a, b.

Abbildung 2 Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, die den hier verwendeten Kostenrechnungen aus Nitsch 2013 zugrunde liegt[11]



Quelle: Nitsch 2013a

Herleitung der Nettokosten

Die systemanalytischen Differenzkosten des EE-Ausbaus werden in Nitsch 2013a über die Differenz zwischen den Vollkosten einer konventionellen Stromversorgung[12] mit denen eines wie oben angenommenen EE-Mixes hergeleitet. Abbildung 3 zeigt den angenommenen Verlauf dieser Kosten pro Kilowattstunde Strom. Dabei wird ein Preispfad für die Entwicklung der Vollkosten der konventionellen Stromversorgung (Stromgestehungskosten plus vollständige externe Kosten durch Treibhausgasemissionen) mit einem Preispfad für die Entwicklung der EE-Stromgestehungskosten verglichen.

Für die Entwicklung der Vollkosten einer konventionellen Stromversorgung spielen insbesondere die angenommenen Preispfade für zukünftige Brennstoffpreise und die dahinter stehende Nachfrage eine entscheidende Rolle. Es werden Stromgestehungskosten und externe Kosten aus Bestands- sowie auch den jeweiligen Neuanlagen berücksichtigt. Diese Methodik für den Vergleichswert der konventionellen Stromerzeugung ist sinnvoll, da der Ausbau der EE sowohl bestehende konventionelle Kraftwerke ablöst, als auch die Erneuerung des Kraftwerkparks zum Großteil ersetzt. Die verwendeten „Vollkosten der konventionellen Stromversorgung“ zeigen an, welche konventionellen Vergleichskosten der Strom aus EE-Anlagen unter den Bedingungen des jeweiligen Strommixes ersetzt (bei Einpreisung der externen Kosten von konventionellen Technologien).

Ausschlaggebend für die Kostendifferenz zwischen konventionellem und EE-Strom sind außerdem die Annahmen zu Kostendegressionen der EE-Technologien, die durch Lerneffekte zu erwarten sind.[13] Abbildung

---

11 Der Bruttostromverbrauch in den zugrunde liegenden Szenarien steigt im Zeitverlauf deutlich über das heutige Niveau, da ab ca. 2040 ein Großteil zur Wasserstofferzeugung eingesetzt wird. Dieser wird dann u.a. für KWK-Anlagen, als Kraftstoff im Verkehrssektor und als Wärme in der Industrie verwendet, siehe Nitsch 2013a.

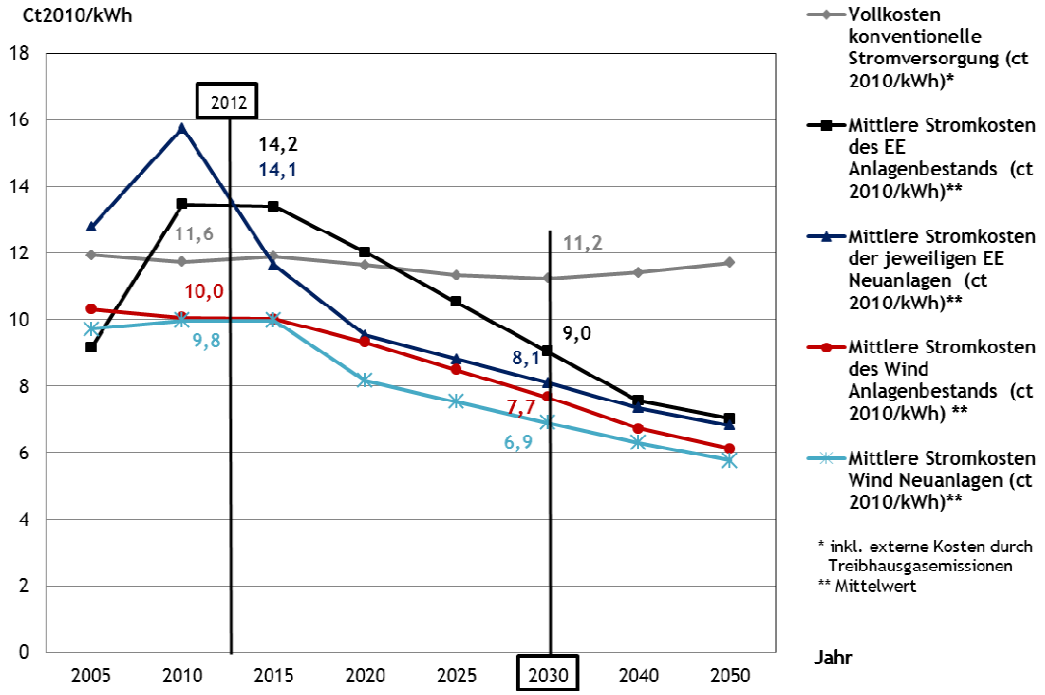
12 Mit „Vollkosten“ sind hier die Stromgestehungskosten plus die vollständigen externen Kosten der konventionellen Stromerzeugung durch Treibhausgasemissionen gemeint.

13 Für die genauen hier angenommen Preispfade siehe Nitsch 2013a.

3 zeigt den angenommenen Verlauf der Stromgestehungskosten für EE und die Vollkosten einer konventionellen Stromversorgung im Vergleich. Bezogen auf die Erzeugung einer Kilowattstunde Strom bedeutet dies, dass im Jahr 2030 eine Kilowattstunde aus EE-Bestandsanlagen 9,0 Cent kosten wird und aus EE-Neuanlagen 8,1 Cent, aus konventionellen Anlagen hingegen 11,2 Cent.

Aber auch schon heute[14] produzieren EE zum Teil günstiger Strom als der konventionelle Kraftwerkspark. Während eine Kilowattstunde konventionell erzeugter Strom 11,6 Cent kosten, sind es bei der Windenergie 10,0 Cent (Bestand) bzw. 9,8 Cent (Neuanlagen) (Abbildung 3). Die mittleren Stromgestehungskosten der EE-Neuanlagen fallen von heute 14,1 Cent auf 8,1 Cent im Jahr 2030.

Abbildung 3 Verlauf der Stromgestehungskosten von EE-Anlagen und der Vollkosten einer konventionellen Stromversorgung

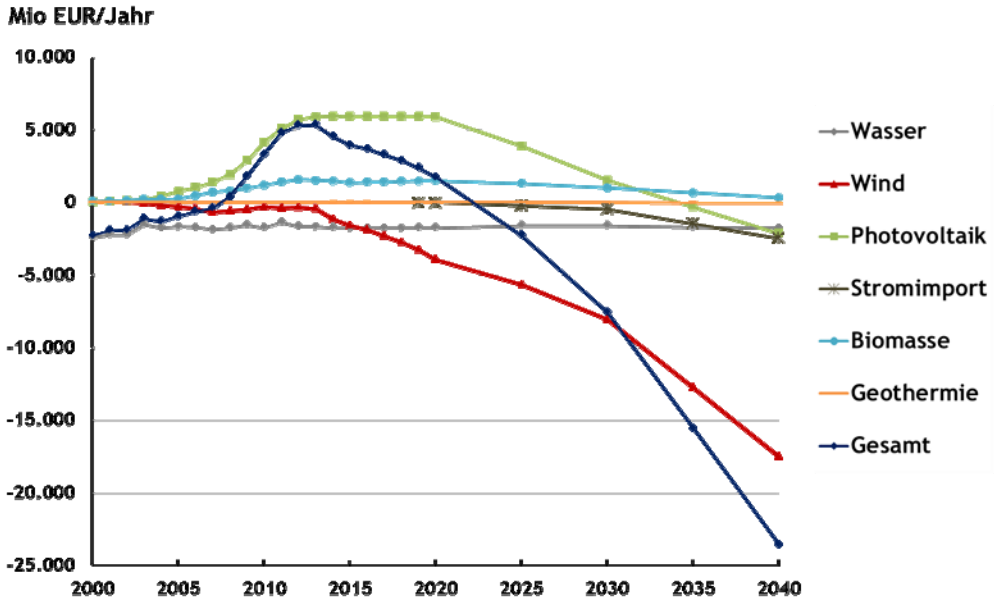


Quelle: Eigene Darstellung nach Nitsch 2013a

Aus diesem Kostenunterschied zwischen EE und konventionellen Technologien pro Kilowattstunde lässt sich auf Basis des dargestellten EE-Ausbauszenarios das finanzielle Volumen pro Jahr berechnen, die sogenannten Nettokosten. Abbildung 4 veranschaulicht den Verlauf dieser jährlichen Nettokosten über die Zeit jeweils für die einzelnen EE-Technologien. Es wird ersichtlich, dass die Nettokosten für Wind und Wasser (rote bzw. graue Linie) im gesamten Zeitraum negativ sind und daher bereits heute einen Nettonutzen bewirken.

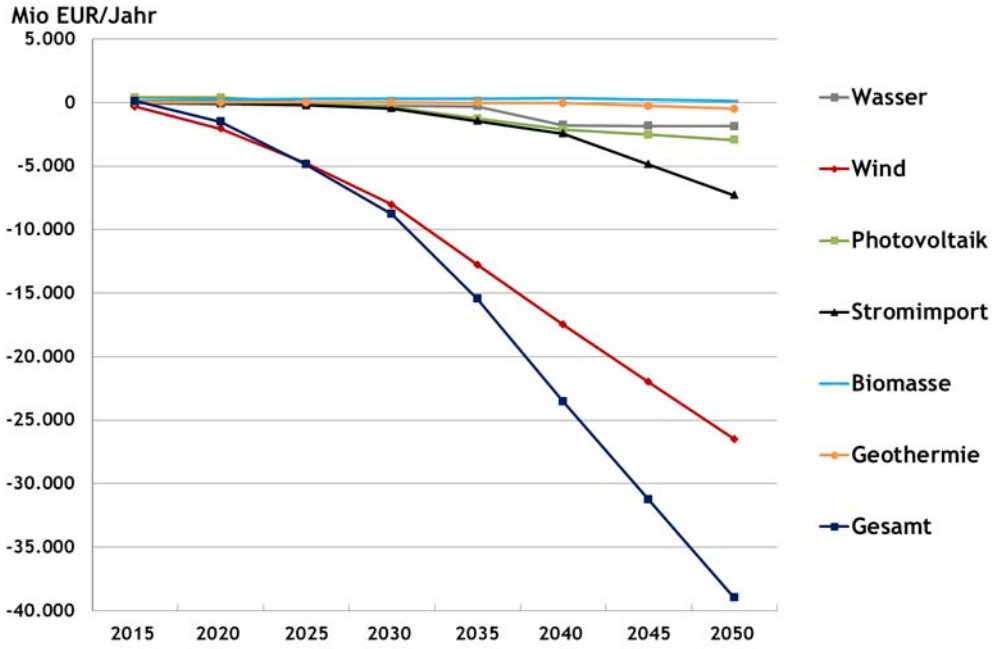
14 Werte für das Jahr 2012.

Abbildung 4 Verlauf der jährlichen Nettokosten des EE-Ausbaus nach Technologien und für EE-Strom gesamt (alle Anlagen, Neu und Bestand)



Quelle: Eigene Darstellung nach Nitsch 2013a

Abbildung 5 Verlauf der jährlichen Nettokosten des EE-Ausbaus nach Technologien und für EE-Strom gesamt (nur Neuanlagen ab 2013)



Quelle: Eigene Darstellung nach Nitsch 2013a

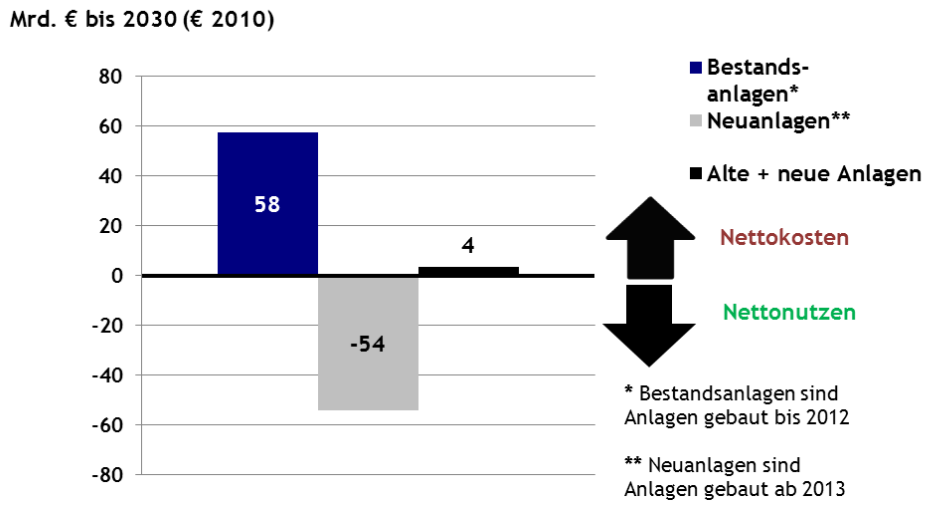
Abbildung 5 zeigt den Verlauf der Nettokosten ausschließlich für Neuanlagen ab 2013, da insbesondere diese Nettokosten relevant für zukünftige politische Reformen sind. Es wird deutlich, dass lediglich Neuanlagen der Technologien Biomasse, Geothermie und Photovoltaik in den ersten Jahren noch für geringe jährliche Nettokosten sorgen. Ab 2030 führt auch Photovoltaik zu einem jährlichen Nettonutzen

(negative Nettokosten). Der vergleichsweise große Nettonutzen von Wind- und Wasserkraft-Anlagen wird bei Betrachtung der Neuanlagen hier noch deutlicher.

4.2 Nettokosten von Bestands- vs. Neuanlagen

Aus den dargestellten Nettokosten der Einzeljahre lassen sich kumulierte Werte für die Nettokosten des EE-Ausbaus im Rahmen eines bestimmten Zeitraums ableiten. Abbildung 6 zeigt Nettokosten und –nutzen bis zum Jahr 2030, die sich für Bestandsanlagen und für Neuanlagen unterscheiden. Neuanlagen sind hier EE Anlagen, die ab 2013 gebaut werden, Bestandsanlagen die Anlagen, die bis einschließlich 2012 ans Netz gingen. Aus der Darstellung wird deutlich, dass der „Kostenrucksack", den die Bestandsanlagen verursachen, die eigentliche Kostenkomponente ist. **Während die Bestandsanlagen bis 2030 noch Nettokosten von rund 58 Mrd. Euro verursachen, bewirken die Neuanlagen ab 2013 bis dahin einen Nettonutzen in Höhe von 54 Mrd. Euro.** Die Stromerzeugung dieser neuen Anlagen ist in einer Nettobetrachtung also kostengünstiger als eine Versorgung mit konventionellen Technologien. Diese Gegenüberstellung veranschaulicht deutlich den Rückgang der Technologiekosten von EE.

Abbildung 6 Nettokosten bzw. –nutzen des Ausbaus der EE für Bestandsanlagen im Vergleich zu Neuanlagen, ohne Einbeziehung der Integrationskosten



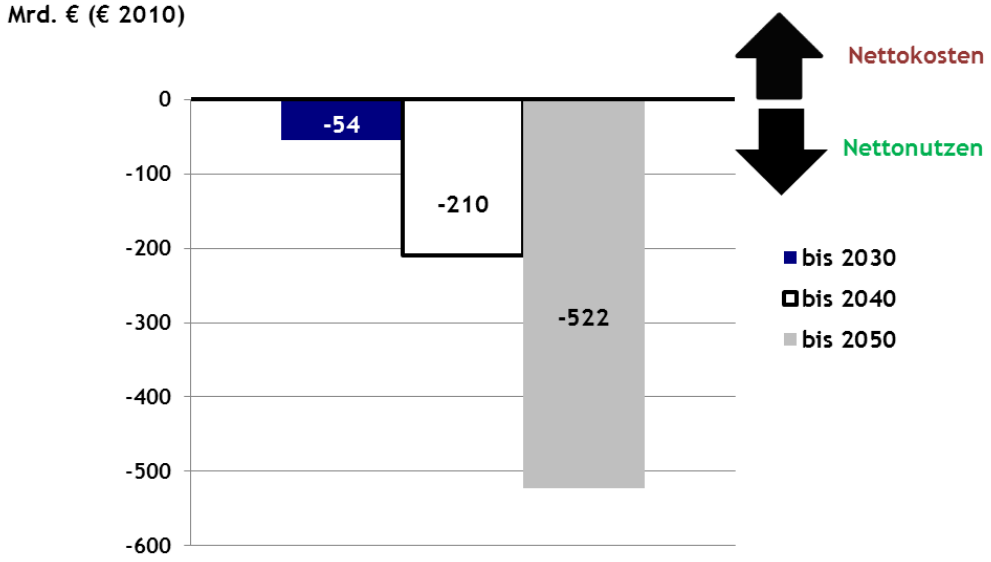
Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Szenarienrechnungen aus Nitsch 2013a

Insbesondere Photovoltaik und Windkraft haben durch den verstärkten Einsatz der Technologien dank der EEG-Förderung in den letzten zehn Jahren steile Lernkurven durchlaufen (Fraunhofer ISE, 2013). So fielen beispielsweise die durchschnittlichen Preise für PV-Dachanlagen seit 2006 um 64 Prozent (BSW, 2012). Die jährliche Kostensenkungen seit 2008 lagen sowohl bei PV als auch bei Wind bei bis zu 15 Prozent (DIW, 2013). Dadurch konnten auch die Vergütungssätze angepasst bzw. reduziert werden. Eine Anlage, die heute ans Netz geht, verursacht daher wesentlich geringere Kosten als Anlagen, die noch vor einigen Jahren zugebaut wurden. Die Kosten der Bestandsanlagen wirken sich durch die über 20 Jahre garantierten Vergütungssätze jedoch auch heute und in den nächsten Jahren auf die heutigen EEG-Differenzkosten aus. Man kann daher von einem „Kostenrucksack" der EE-Entwicklungskosten sprechen, den es bis 2030 noch zu schultern gilt. Anders stellt sich die Bilanz für Neuanlagen ab 2013 dar – sie führen im Zeitraum bis 2030 betrachtet zu einem Nettonutzen von rund 54 Mrd. Euro. Die Möglichkeiten, die EEG-Umlage durch einen gebremsten Ausbau der EE zu senken, sind also sehr beschränkt. An der Umlage 2014 werden die Zahlungen an Neuanlagen beispielsweise nur etwa 7 Prozent der Gesamtzahlungen ausmachen (Öko-Institut, 2013).

4.3 Zubau ab 2013: Kurzfristige vs. langfristige Kosten- und Nutzenbetrachtung

Abbildung 7 stellt die kumulierten Nettokosten des Ausbaus erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung ab 2013 im Vergleich zu den Kosten konventioneller Technologien aus drei unterschiedlichen Zeitperspektiven dar. Der blaue Balken zeigt die Nettokosten, die bis 2030 anfallen, der weiße Balken die bis 2040 entstehenden Nettokosten und der graue Balken die bis 2050 kumulierten Nettokosten. Während sich im kurzfristigeren Zeithorizont bis 2030 ein Nettonutzen von rund 54 Mrd. Euro ergibt, steigt dieser bei einem erweiterten Betrachtungszeitraum bis 2040 auf rund 210 Mrd. Euro. Die negativen Kostenwerte in Abbildung 7 zeigen, dass der EE-Zubau ab 2013 insgesamt zu einem Nettonutzen führt. Nimmt man einen Betrachtungszeitraum bis 2050, steigt der Nettonutzen sogar auf bis zu 522 Mrd. Euro.

Abbildung 7 Nettokosten (bzw. –nutzen) des Ausbaus der EE ab 2013 (Neuanlagen) mit unterschiedlichen Betrachtungszeithorizonten (bis 2030, bis 2040 und bis 2050), ohne Einbeziehung der Integrationskosten



Quelle : Eigene Darstellung basierend auf Szenarienrechnungen aus Nitsch 2013a

Eine zentrale Erklärung hierfür ist der Aspekt, der im vorherigen Abschnitt 4.2 erläutert wurde. Dank der starken Kostensenkungen bei den erneuerbaren Technologien sinken die Gesamtkosten des EE-Ausbaus, je langfristiger der Betrachtungshorizont ist. Die vermiedenen Kosten konventioneller Technologien (inkl. externer Kosten) bleiben dabei in etwa konstant, so dass sich daraus logischerweise auch mit dem Zeitverlauf ein steigender Nettonutzen ergibt. Je langfristiger die Perspektive, desto stärker rentiert sich also der Ausbau der EE insgesamt.

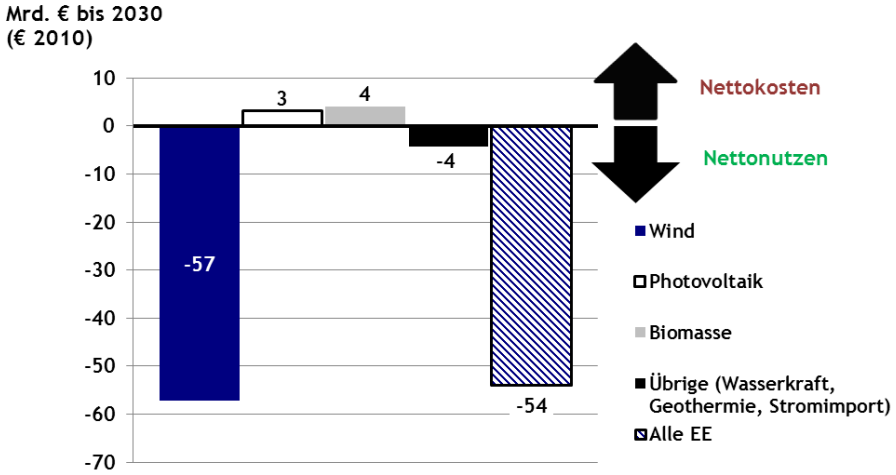
4.4 Zubau ab 2013: Einzelne Erneuerbare-Energie-Technologien

Abbildung 8 und Abbildung 9 veranschaulichen die Nettorechnung für einzelne EE-Technologien (zukünftiger Zubau ab 2013) für zwei unterschiedliche Betrachtungszeiträume. Daraus wird deutlich, dass die Bilanzen der einzelnen Technologien stark variieren. Während Photovoltaik und Biomasse bis 2030 Nettokosten von 3 bzw. 4 Mrd. Euro verursachen, sorgen Wind und die übrigen EE (Wasserkraft, Geothermie und EE-Stromimporte) schon in diesem Zeitraum für Nettonutzen. Über alle Technologien gerechnet ergeben sich für den Zeitraum bis 2030 daraus ein Nettonutzen von rund 54 Mrd. Euro.

Es wird deutlich, dass die Bestandsanlagen der anfänglich noch vergleichsweise teuren Photovoltaik (PV) ein zentraler Kostenfaktor der gesamten Differenzkosten sind. Gleichzeitig sind die Kosten für PV in den

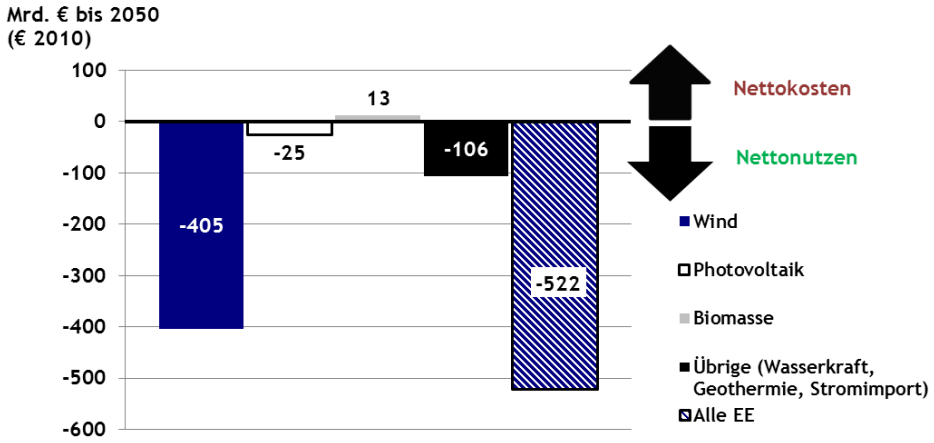
letzten Jahren dank des Zubaus entsprechend der Lernkurve stark gefallen (s.o.). Im langfristigen Betrachtungszeitraum bis 2050 wird deutlich, dass die kumulierten Nettokosten für PV stark sinken und bis 2050 zu einem Nettonutzen von rund 25 Mrd. Euro führen (Abbildung 9). Insbesondere Wind sorgt mit einem Nettonutzen von rund 405 Mrd. Euro dafür, dass der Nettonutzen des EE-Zubaus ab 2013 im Zeitraum bis 2050 auf rund 522 Mrd. Euro steigt. Um den Nettonutzen des EE-Ausbaus möglichst stark auszunutzen, spielt der Ausbau der Windenergie also eine zentrale Rolle.

Abbildung 8 Nettokosten bzw. -nutzen des Ausbaus der EE ab 2013 (Neuanlagen) bis 2030 für einzelne EE-Technologien und für EE gesamt im Vergleich, ohne Einbeziehung der Integrationskosten



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Szenarienrechnungen aus Nitsch 2013a

Abbildung 9 Nettokosten des Ausbaus der EE ab 2013 (Neuanlagen) bis 2050 für einzelne EE-Technologien und für EE gesamt im Vergleich, ohne Einbeziehung der Integrationskosten



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Szenarienrechnungen aus Nitsch 2013a

5 Fazit

Wenn von den „Kosten des EE-Ausbaus“ gesprochen wird, sind Angaben zu den Gesamtkosten der Stromerzeugung oder zu den EEG-Differenzkosten keine geeigneten Indikatoren. **Entscheidend sind vielmehr die Nettokosten, die eine Stromerzeugung aus steigenden Anteilen erneuerbarer Energien gegenüber der konventionellen Stromversorgung verursacht.** In den Nettokosten werden die vermiedenen externen Kosten als Nutzenwirkung, die als Kern und Treiber hinter dem Großprojekt Energiewende stehen, vollständig gegengerechnet. Für eine umfassende Bilanz sollten auch systembedingte Integrationskosten einbezogen werden, die eine Umstellung insbesondere auf fluktuierende EE mit sich bringt.

Für die politische Entscheidung über die weitere Ausgestaltung des Ausbaus erneuerbarer Energien sind ausschließlich die Kosten neuer EE-Anlagen relevant. Zwar sind die Kosten von EE-Altanlagen nicht unerheblich, doch fallen diese unabhängig davon an, ob der Ausbau weiterhin energisch vorangetrieben oder aber (weitgehend) eingefroren wird. Zukünftige Politikentscheidungen sollten sich daher an den Nettokosten (bzw. –nutzen) des ab heute entstehenden Zubaus orientieren.

Die Analyse der Nettokosten und -nutzen des EE-Zubaus ab 2013 im Rahmen der vorliegenden Untersuchung zeigen im Ergebnis, dass der weitere Ausbau der EE zur Stromerzeugung insgesamt eine positive finanzielle Bilanz, also einen Nutzen hat. Die Nettokosten von Neuanlagen bis 2030 liegen im negativen Bereich und verursachen einen Kostenvorteil von 54 Mrd. Euro. Diese Tatsache ist insbesondere der durch Lernkurven und Skaleneffekte sinkenden Technologiekosten der EE zu erklären. Den Ausbau erneuerbarer Energien jetzt zu bremsen, verspricht also keine kostenmindernde Wirkung. Im Gegenteil würden Nutzenwirkungen bzw. finanzielle Einsparpotentiale gegenüber einer konventionellen Stromversorgung verschenkt.

Je langfristiger der Betrachtungszeitraum, desto stärker wächst der Nettonutzen und sinken die Nettokosten des Ausbaus. Bis 2040 führt der Ausbau ab 2013 bereits zu einem Nettonutzen von rund 210 Mrd. Euro und bis 2050 zu einem Nettonutzen von rund 522 Mrd. Euro. Die separate Betrachtung der einzelnen EE-Technologien zeigt, dass lediglich der Ausbau von Photovoltaik und Biomasse ab 2013 zunächst noch geringe Nettokosten verursacht. Windenergie hingegen sorgt schon im Betrachtungszeitraum bis 2030 für einen Nettonutzen von rund 57 Mrd. Euro, der bis 2050 betrachtet auf 405 Mrd. Euro ansteigt.

Mit dieser positiven Bilanz könnten auch vergleichsweise hohe systembedingte Integrationskosten gegenfinanziert werden, die mit den heute vorliegenden Daten und Abschätzungen in der Rechnung hier allerdings nicht explizit berücksichtigt werden konnten. Zur Debatte um die Kosten der Energiewende und die Kosten des Ausbaus der erneuerbaren Energien im Strombereich ist grundsätzlich anzumerken, dass diese Kosten nur in ihrer ungefähren Größenordnung zu fassen sind, da die Abschätzungen auf vielerlei Annahmen basieren. Zahlenwerte stellen daher keine scharfe Prognose dar, können jedoch als Orientierung dienen und zeigen eine klare Tendenz: Der Ausbau erneuerbarer Energien führt unter dem Strich zu einer positiven volkswirtschaftlichen Kosten-Nutzen-Bilanz.

LITERATURVERZEICHNIS

Arrhenius. (2013). Grenzkosten der Energiewende. Hamburg. Abgerufen von http://arrhenius.de/uploads/media/arrhenius_DP_8_-_Grenzkosten_der_Energiewende.pdf

BSW. (2012). *Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche (Photovoltaik)* (S. 2–5). Abgerufen von http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/2013_2_BSW_Solar_Faktenblatt_Photovoltaik.pdf

Borenstein, S. (2012). The Private and Public Economics of Renewable Electricity Generation. *Journal of Economic Perspectives*, *26*(1), 67–92. doi:10.1257/jep.26.1.67

Bundesministerium der Finanzen. (2013). *Monatsbericht des BMF Juni 2013*.

Consentec, & Fraunhofer IWES. (2013). *Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland*. Abgerufen von http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/presse/Pk_Optimierungsstudie/Agora_Studie_Kostenoptimaler_Ausbau_der_EE_Web_optimiert.pdf

DIW. (2013). Europäische Stromerzeugung nach 2020: Beitrag erneuerbarer Energien nicht unterschätzen, *2013*(29), 3–14.

DLR, Fraunhofer IWES, & IFNE. (2012). *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global*. Abgerufen von http://www.dlr.de/dlr/Portaldata/1/Resources/bilder/portal/portal_2012_1/leitstudie2011_bf.pdf

Dena. (2012). *dena-Verteilnetzstudie. Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030*. Abgerufen von http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/denaVNS_Abschlussbericht.pdf

EIA. (2013). *Levelized Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2013* (S. 1–5). Abgerufen von http://www.eia.gov/forecasts/aeo/electricity_generation.cfm

EWI, GWS, & Prognos. (2010). *Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung*. Abgerufen von http://www.bmu.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/energieszenarien_2010.pdf

FAZ. (2013, Februar 19). Energiewende könnte bis zu einer Billion Euro kosten. Abgerufen von http://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/wirtschaftspolitik/energiepolitik/umweltminister-altmaier-energiewende-koennte-bis-zu-einer-billion-euro-kosten-12086525.html

Frankfurter Rundschau. (2013, Mai 31). „Es kann teurer als eine Billion werden“. *Frankfurter Rundschau*. Abgerufen von http://www.fr-online.de/politik/peter-altmaier-ueber-die-energiewende--es-kann-teurer-als-eine-billion-werden-,1472596,23075860.html

Fraunhofer ISE. (2013). *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland* (Bd. 49, S. 1–78). Abgerufen von http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf

Fraunhofer ISI. (2012). *Ermittlung vermiedener Umweltschäden - Hintergrundpapier zur Methodik*. Abgerufen von http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/ee-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/hg_umweltschaeden_bf.pdf

Fraunhofer ISI, DIW Berlin, GWS, & IZES. (2012). *Monitoring der Kosten und Nutzenwirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien im Strom- und Wärmebereich im Jahr 2011*. Abgerufen von http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/ee-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/knee_update_2012_bf.pdf

Fraunhofer ISI, GWS, IZES, & DIW Berlin. (2010). *Einzel- und gesamtwirtschaftliche Analyse von Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien im deutschen Strom- und Wärmemarkt*. Abgerufen von Einzel- und gesamtwirtschaftliche Analyse von Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien im deutschen Strom- und Wärmemarkt

FÖS. (2012a). *Ausweisung der EEG-Umlage¤: eine kritische Analyse*. Abgerufen von http://www.foes.de/pdf/2012-11-14-EEG-Umlage-kritisch-analysiert.pdf

FÖS. (2012b). *Externe Kosten der Atomenergie und Reformvorschläge zum Atomhaftungsrecht*. Abgerufen von http://www.foes.de/pdf/2012-09-Externe_Kosten_Atomenergie.pdf

FÖS. (2013). *Die Kosten der Energiewende - Wie belastbar ist Altmaiers Billion?* Abgerufen von http://www.foes.de/pdf/2013-03_Kurzanalyse_Energiewendekosten_Billion.pdf

Hirth, L. (2012). Integration Costs and the Value of Wind Power. *USAEE Working Paper No. 12-150*. Abgerufen von http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=2187632

IEA. (2011). Cost and Performance of Carbon Dioxide Capture from Power Generation. Abgerufen von http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/name,3950,en.html

IPCC. (2011). *IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*. Cambridge, UK. Abgerufen von http://srren.ipcc-wg3.de/report

IfnE. (2010). *Beschaffungsmehrkosten für Stromlieferanten durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz 2009 - EEG Differenzkosten*. Abgerufen von http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/ee-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_differenzkosten_bf.pdf

Martin, R., Muuls, M., Preux, L. B. D., & Wagner, U. J. (2012). Industry Compensation Under Relocation Risk¤: A Firm-Level Analysis of the EU Emissions Trading Scheme. Abgerufen von http://cep.lse.ac.uk/_new/publications/abstract.asp?index=4071

Nitsch, J. (2013a). Kostenbilanz des Ausbaus erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung bei unterschiedlichen Strommarktmodellen. *DIW i.E.*

Nitsch, J. (2013b). *„Szenario 2013“ - eine Weiterentwicklung des Leitszenarios 2011 (Eckdaten und Kurzbeschreibung)*.

Oeko-Institut. (2013). EEG-Umlage und die Kosten der Stromversorgung für 2014 - Eine Analyse von Trends , Ursachen und Wechselwirkungen. Abgerufen von http://www.oeko.de/oekodoc/1793/2013-475-de.pdf

PIK. (2012). *Kosten des Ausbaus erneuerbarer Energien: Eine Metaanalyse von Szenarien*. Abgerufen von http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/4351.pdf

Pigou, A. C. (1920). *The Economics of Welfare*. London: Macmillan and Co.

Stern, N. (2008). *STERN REVIEW: The Economics of Climate Change Executive Summary*. Abgerufen von http://www.google.de/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=3&ved=0CEAQFjAC&url=http%3A%2F%2Fwww.wwf.se%2Fsource.php%3Fid%3D1169157&ei=AuvKUfGaKMKDtAa65IHgAQ&usg=AFQjCNG-TCkRCi17sZFBatc03RYCR4xMrg&bvm=bv.48340889,d.Yms

The Guardian. (2008, Juni 26). Cost of tackling global climate change has doubled, warns Stern. *The Guardian*. Abgerufen von http://www.guardian.co.uk/environment/2008/jun/26/climatechange.scienceofclimatechange

The Guardian. (2013, Januar 26). Nicholas Stern: „I got it wrong on climate change - it“s far, far worse'. *The Guardian*. London. Abgerufen von http://www.guardian.co.uk/environment/2013/jan/27/nicholas-stern-climate-change-davos

Ueckerdt, F., Hirth, L., Luderer, G., & Edenhofer, O. (2013). System LCOE: What are the Costs of Variable Renewables? *SSRN Electronic Journal*, 1–33. doi:10.2139/ssrn.2200572

Umweltbundesamt. (2012a). *Ökonomische Bewertung von Umweltschäden - Methodenkonvention 2.0 zur Schätzung von Umweltkosten*. Abgerufen von http://www.umweltbundesamt.de/uba-info-medien/4418.html

Umweltbundesamt. (2012b). *Best-Practice-Kostenansätze für Luftschadstoffe, Verkehr, Strom- und Wärmeerzeugung - Anhang B der „Methodenkonvention 2.0 zur Schätzung von Umweltkosten“*. Abgerufen von http://www.umweltbundesamt.de/uba-info-medien/4418.html

Impressum

Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft e.V.
Schwedenstraße 15a
13357 Berlin

Tel. 030 / 762 399 130
Fax. 030 / 762 399 159
E-Mail: foes@foes.de
Internet www.foes.de

Greenpeace Energy eG
Schulterblatt 120
20357 Hamburg

Tel. 040 / 808 110-300
Fax 040 / 808 110-333
E-Mail: info@greenpeace-energy.de
Internet: www.greenpeace-energy.de

Stand: September 2013