

Studienvergleich:

Stromgestehungskosten verschiedener Erzeugungstechnologien

Stromgestehungskosten und die Kosten der Energiewende

Die Kosten der Energiewende stehen im Fokus der energiepolitischen Diskussion der letzten Monate und Jahre. Die EEG-Novelle vom Sommer 2014 ist insbesondere damit begründet worden, sie sei notwendig, um die Ausbauziele der Erneuerbaren Energien kosteneffizient zu erreichen. Ein zentrales Instrument des neuen EEG ist dabei ein Ausbaukorridor, mit dem der Zubau von Photovoltaik, Windenergie sowie Biomasse begrenzt wird.

Wie viel der Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE) im Strombereich tatsächlich kostet, ist allerdings auch für Experten nur schwer zu durchschauen. Häufig werden die Höhe der EEG-Umlage und deren jährliche Steigerung herangezogen. Die Aussagekraft der EEG-Umlage bezüglich der Kosten der Erneuerbaren Energien ist jedoch umstritten. Eine ökologische und klimafreundliche Erneuerung des bestehenden Kraftwerksparks ist ohnehin notwendig. Nachdem der Deutsche Bundestag 2001 und erneut 2011 beschlossen hat, aus der Atomenergie auszusteigen, müssen nicht nur diese Kraftwerke ersetzt werden. Auch der fossile Kraftwerkspark ist in erheblichem Maße veraltet und besteht zu einem großen Teil aus ineffizienten Kraftwerken mit hohem CO₂-Ausstoß. Gleichzeitig gewinnt eine anspruchsvolle Klimapolitik Deutschlands, der Europäischen Union und der Weltgemeinschaft angesichts zunehmender Klimaschäden an Dringlichkeit.

Damit stellt sich die Frage, ob und inwiefern eine ökologische Modernisierung auf Basis Erneuerbarer Energien zu höheren Kosten für Verbraucher und Volkswirtschaft führt als eine Erneuerung des Kraftwerksparks auf Basis fossiler Energieträger. Angesichts sehr niedriger Preise für Strom auf den Großhandelsmärkten wären auch für den Bau neuer Erdgas- oder Kohlekraftwerke zusätzliche finanzielle Mittel notwendig, die den Strompreis für den Endverbraucher erhöhen würden. Eine rein konventionelle Erneuerung fossiler Kraftwerke wäre zudem nicht geeignet, die bestehenden nationalen, europäischen und internationalen Klimaziele zu erreichen. Dafür müssen deutlich emissionsärmere Technologien eingesetzt werden. Theoretisch kommen hierfür auch fossile Kraftwerke in Verbindung mit Abscheidung, Transport und Endlagerung von CO₂ (Carbon Capture, Transport and Storage – CCTS¹) in Frage. Ob diese Technik auch praktisch rechtzeitig etabliert werden könnte und zu welchen Kosten, ist noch eine offene Frage. Angesichts sehr niedriger CO₂-Preise ist es um die CCTS-Technik jedenfalls ziemlich ruhig geworden. Die Metaanalyse betrachtet dennoch auch Abschätzungen zu den Stromgestehungskosten von Kraftwerken mit CCTS-Technik.

Die Kostenbetrachtung der unterschiedlichen Erzeugungstechnologien erfolgt in der Fachdiskussion unter anderem im Hinblick auf ihre jeweiligen Stromgestehungskosten. Um die Vergleichbarkeit zu gewährleisten und angesichts der notwendigen Erneuerung des Kraftwerksparks werden dabei jeweils die Vollkosten neuer Kraftwerke miteinander verglichen. Diese unterscheiden sich deutlich von den Betriebskosten bereits bestehender Kraftwerke und von den grenzkostenbasierten Großhandels- und Börsenpreisen. Die Höhe der Stromgestehungskosten hängt dabei von vielen Parametern ab, insbesondere von

- den Investitionskosten,

¹ Die Einfügung des Wortes „Transport“ in den Begriff Carbon Capture and Storage (CCS) macht deutlich, dass das CO₂ auch vom Kraftwerk zur Endlagerstätte transportiert werden muss. Es handelt sich dabei um Pipelines mit vielen 100 km Länge.

- den jeweiligen Brennstoffpreisen und dem Preis für CO₂-Emissionszertifikate,
- der Auslastung der Anlagen, d.h. ihrer jährlichen Volllaststunden,
- der Laufzeit der Anlagen.

Bei der Bestimmung zukünftiger Stromgestehungskosten kommt es also entscheidend darauf an, welche Werte für diese und weitere Parameter angenommen werden. Da sie teilweise sehr unterschiedlich eingeschätzt werden (vgl. frühere Metaanalysen: www.forschungsradar.de), differieren auch die Angaben zu den Stromgestehungskosten zwischen den betrachteten Veröffentlichungen.

Die vorliegende Metaanalyse vergleicht verschiedene Studien bezüglich ihrer Aussagen zu den aktuellen und bis 2050 prognostizierten Stromgestehungskosten fossiler und erneuerbarer Kraftwerke. Sie beschränkt sich dabei auf die transparente Darstellung der einzelnen Studienergebnisse. Eine tiefergehende Analyse oder Bewertung wird nicht vorgenommen.

Grafisch dargestellt sind Annahmen und Prognosen für die Gestehungskosten folgender Stromerzeugungsanlagen:

- Windenergie (On- und Offshore),
- Photovoltaik,
- Biomasse/Biogas,
- Erdgas,
- Steinkohle,
- Braunkohle.

Die Beschränkung auf diese Technologien ergibt sich durch ihre quantitative Bedeutung im aktuellen und künftigen Strommix. Bei der Wasserkraft sind die Ausbaupotenziale sehr begrenzt, bei der Geothermie bestehen noch sehr große Unsicherheiten hinsichtlich der technologischen Entwicklung und ihrer möglichen quantitativen Bedeutung.

Ergebnisse des Studienvergleichs

Aktuelle Veröffentlichungen schätzen die Stromgestehungskosten der Windenergie an Land und der Photovoltaik schon heute teilweise günstiger ein als die von Steinkohle- und Gaskraftwerken. So betragen die Stromgestehungskosten der Windenergie an Land im Jahr 2013 zwischen 4,5 und 10,9 Cent pro Kilowattstunde (ct₂₀₁₄/kWh) (Fraunhofer ISE 2013, IE Leipzig et al. 2014), die der Photovoltaik zwischen 7,9 und 16,6 ct₂₀₁₄/kWh (Fraunhofer ISE 2013, ZSW et al. 2014). Beide Technologien lagen damit etwa auf dem Niveau von Erdgaskraftwerken (7,4-12,8 ct/kWh) (Fraunhofer ISE 2013, UK DECC 2012). An günstigen Standorten produzieren Windenergie- und Photovoltaikanlagen sogar zu den gleichen Kosten wie neue Steinkohlekraftwerke (8 bis 10,3 ct₂₀₁₄/kWh; Agora Energiewende 2013, Prognos 2013).

Dabei gehen alle in der vorliegenden Metaanalyse berücksichtigten Studien davon aus, dass die Lernkurven der erneuerbaren Energietechnologien noch nicht ausgereizt sind. Ihre Stromgestehungskosten werden in den kommenden Jahren und Jahrzehnten weiter sinken. Das trifft auf die betrachteten Sparten in unterschiedlichem Ausmaß zu. Langfristig (bis 2050) liegen die Prognosen bei rund 5 bis 7 ct₂₀₁₄/kWh für die Windenergie (sowohl On- als auch Offshore), 6 bis 10 ct₂₀₁₄/kWh für die Photovoltaik und 8 bis 17 ct₂₀₁₄/kWh für die Bioenergie. Die Stromgestehungskosten von Kohlekraftwerken hängen stark vom unterstellten Preis für den CO₂-Ausstoß ab und bewegen sich in den ausgewerteten Studien im Jahr 2050 zwischen 4 und 12 ct₂₀₁₄/kWh für Braunkohle und 5 bis 17 ct₂₀₁₄/kWh für Steinkohle. Bei Steinkohle und Erdgas spielt neben dem CO₂-Preis die Entwicklung der Brennstoffpreise eine erhebliche Rolle. Die Schätzungen der Gestehungskosten für Strom aus Erdgas bewegen sich in der Bandbreite von 6 bis 25 ct₂₀₁₄/kWh im Jahr 2050.

Die enormen Bandbreiten illustrieren die großen Unsicherheiten hinsichtlich der Entwicklung der wesentlichen Einflussfaktoren, insbesondere bei den fossilen Energieträgern sowie der Bioenergie. Teilweise zu wenig Beachtung scheinen einige Studien der Entwicklung der Volllaststunden und ihrer Bedeutung für die jeweiligen Stromgestehungskosten zu schenken. Angesichts der zunehmenden Anteile von Sonne und Wind erscheinen 5.000 bis 8.000 Volllaststunden im Jahr für fossile Kraftwerke auf die Dauer nicht besonders realistisch.

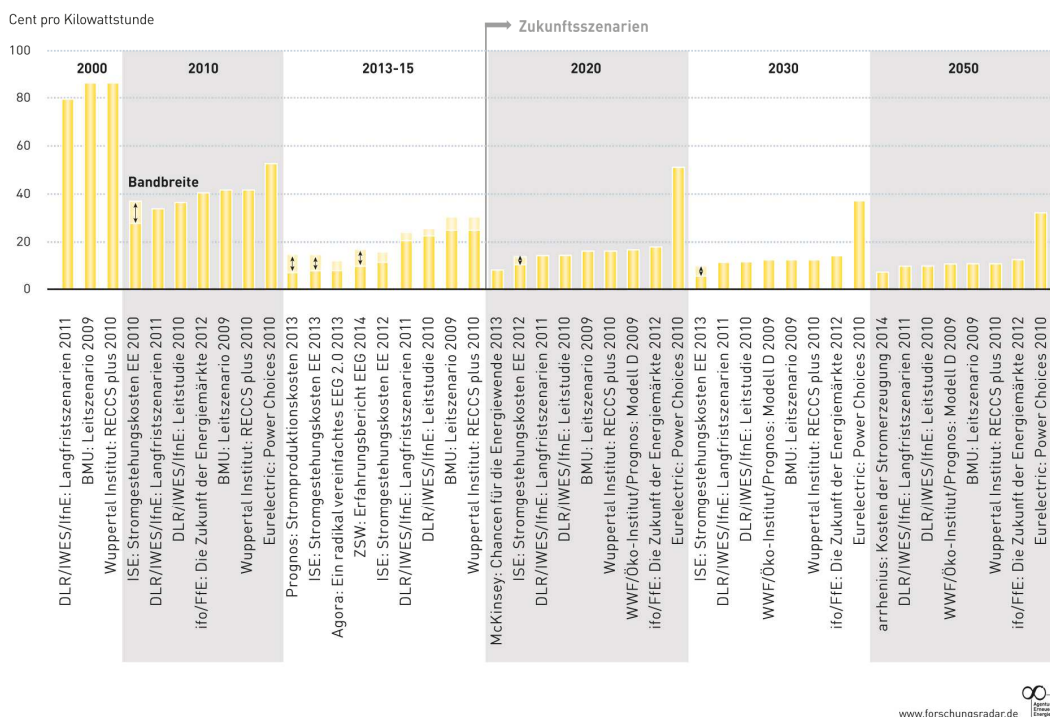
Künftig werden vor allem die fluktuierenden Erneuerbaren Energien weiter ausgebaut werden. Dadurch wird sich das Energieversorgungssystem fundamental ändern. Für die Gesamtkosten des Systems spielen dann nicht nur die Stromgestehungskosten der einzelnen Technologien eine Rolle, sondern auch der Aufwand für die Netzintegration der fluktuierenden Erneuerbaren Energien beziehungsweise die Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Sofern an ehrgeizigen Klimaschutzziele festgehalten wird, ist die Umstellung auf Erneuerbare Energien trotzdem die ökonomisch sinnvollere Alternative. Anderenfalls müssten fossile Kraftwerke mit der wahrscheinlich kostenintensiven Technik zur CO₂-Abscheidung, Transport und Lagerung (CCTS) ausgerüstet beziehungsweise hohe Preise für CO₂-Emissionszertifikate bezahlt werden. Wie die Metaanalyse zeigt, ist Strom aus Wind und Sonne perspektivisch so günstig, dass gegenüber einem konventionellen Vergleichssystem voraussichtlich noch ein finanzieller Puffer besteht, aus dem die Kosten der Systemintegration finanziert werden können.

Photovoltaik

Forschungsradar Vergleichsgrafik

Studienvergleich: Stromgestehungskosten verschiedener Erzeugungstechnologien Stromgestehungskosten der Photovoltaik

Die Werte in der Grafik beziehen sich auf reale Kosten. Die Preisbasis bildet das Jahr 2014. Zur Umrechnung der in den verschiedenen Studien verwendeten Bezugsjahre wurden die mittleren Inflationsraten der Jahre seit 2005 herangezogen.



Im Hinblick auf die Stromgestehungskosten der **Photovoltaik** fallen die abweichenden Einschätzungen von Studien aus den Jahren 2013 und 2014 gegenüber solchen aus den Jahren 2009 bis 2012 auf. In allen älteren Veröffentlichungen wurden die in den vergangenen Jahren real erzielten massiven technologischen Fortschritte und Kostensenkungen erheblich unterschätzt. So sahen alle vor 2012 erschienenen Studien für das Jahr 2015 noch Stromgestehungskosten von

über 20 ct₂₀₁₄/kWh. Tatsächlich ist Solarstrom im Jahr 2014 bereits für etwa die Hälfte zu haben. Für die Zukunft gehen alle Studien von weiteren Kostensenkungen aus, wenn auch in geringerem Maße als die in den vergangenen Jahren beobachteten.

Im Jahr 2030 liegt die Bandbreite der Prognosen zwischen rund 6 bis 9 ct₂₀₁₄/kWh (Fraunhofer ISE 2013) und 14 ct₂₀₁₄/kWh (ifo/FfE 2012), im Jahr 2050 zwischen 7 ct₂₀₁₄/kWh (arrhenius 2014) und 12 ct₂₀₁₄/kWh (ifo/FfE 2012). Lediglich der Verband der europäischen Elektrizitätswirtschaft Eurelectric rechnete im Jahr 2010 noch jeweils mit wesentlich höheren Werten.

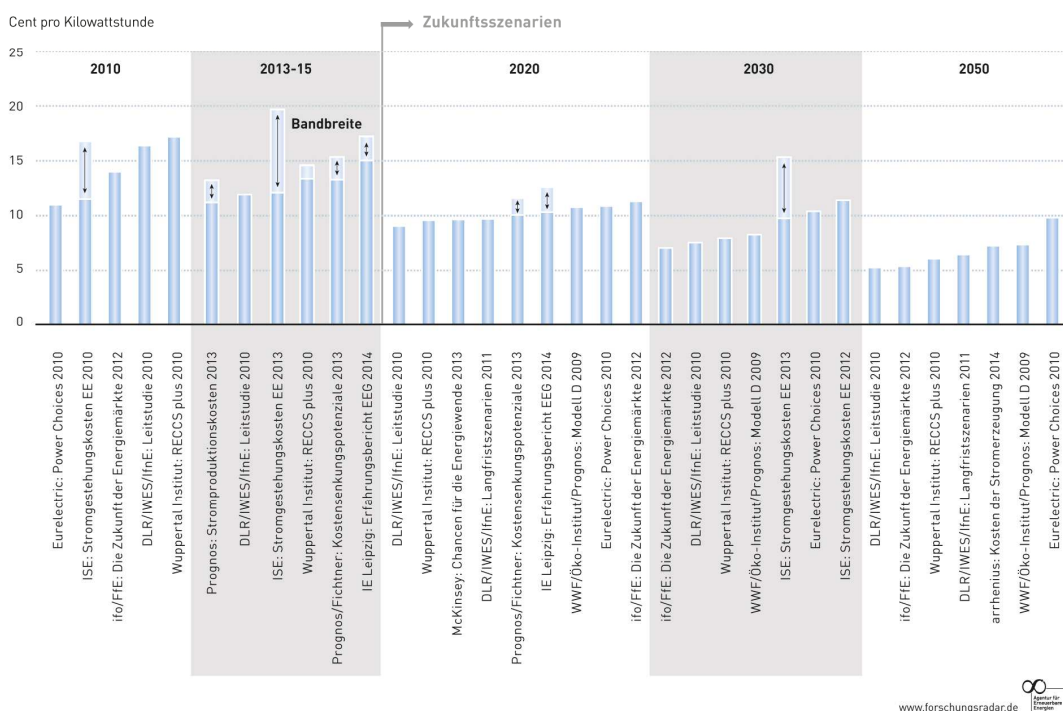
Windenergie

Forschungsradar Vergleichsgrafik

Studienvergleich: Stromgestehungskosten verschiedener Erzeugungstechnologien

Stromgestehungskosten der Windenergie auf See (Offshore)

Die Werte in der Grafik beziehen sich auf reale Kosten. Die Preisbasis bildet das Jahr 2014. Zur Umrechnung der in den verschiedenen Studien verwendeten Bezugsjahre wurden die mittleren Inflationsraten der Jahre seit 2005 herangezogen.



Nachdem die Kosten der **Offshore-Windenergie** in den vergangenen Jahren mehrfach nach oben korrigiert wurden auf gegenwärtig etwa 12 bis 20 ct₂₀₁₄/kWh, rechnen alle analysierten Studien damit, dass diese Art der Stromerzeugung künftig günstiger wird. Bis 2020 sollen die Stromgestehungskosten bereits auf rund 9 bis 13 ct₂₀₁₄/kWh gefallen sein. Langfristig (bis 2050) werden die Stromgestehungskosten von Offshore-Wind von den meisten Autoren auf 5 bis 7 ct₂₀₁₄/kWh geschätzt und erreichen damit das gleiche Niveau wie Windenergieanlagen an Land.

Die gegenwärtigen Kosten der Stromerzeugung durch **Windenergieanlagen an Land** schätzen neuere Veröffentlichungen (Agora 2013, Fraunhofer ISE 2013, IE Leipzig 2014) tendenziell niedriger ein (rund 5 bis 9 ct₂₀₁₄/kWh) als etwas ältere Studien wie z.B. die Langfristszenarien von DLR/IWES/IfnE (10 bis 11 ct₂₀₁₄/kWh). Eine Ausnahme bilden die jeweils aus dem Jahr 2010 stammenden Studien von Eurelectric und Fraunhofer ISE, die die Stromgestehungskosten der Onshore-Windenergie bereits damals mit rund 8 ct₂₀₁₄/kWh bezifferten.

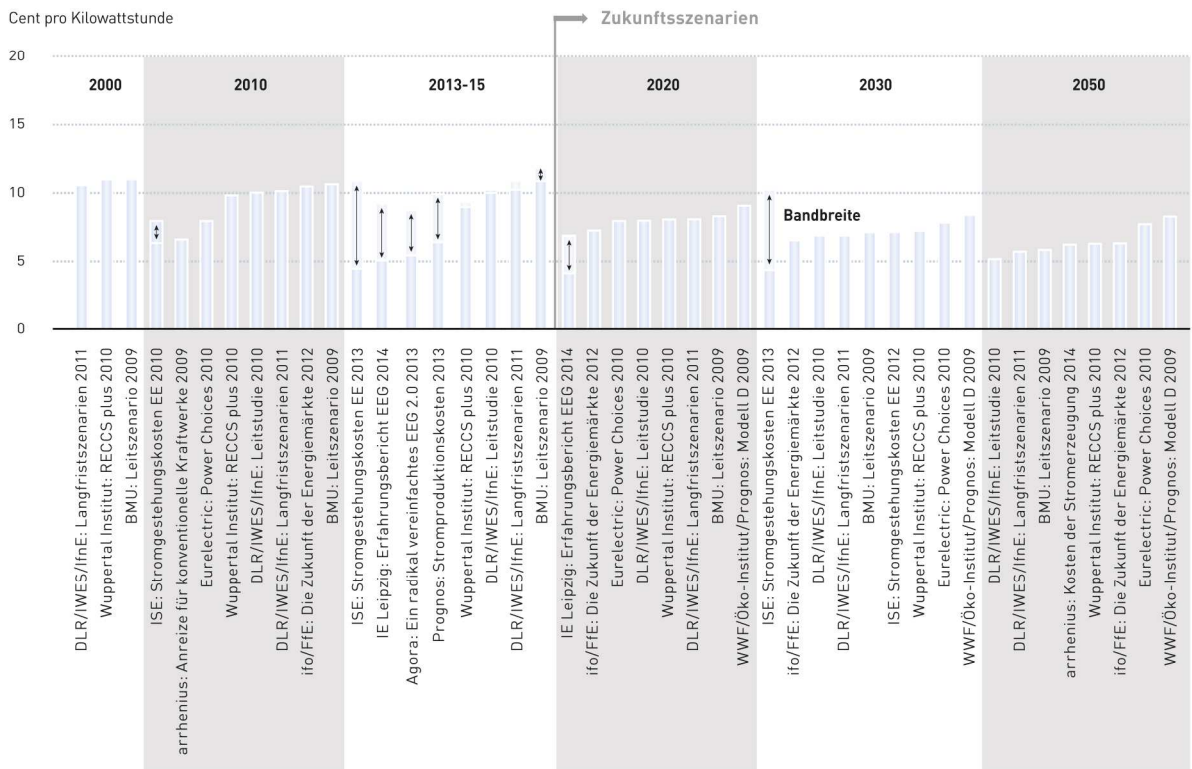
Die Windenergie an Land bleibt für die meisten Autoren auch langfristig die kostengünstigste Stromerzeugungstechnologie unter den Erneuerbaren Energien. Im günstigsten Szenario produziert sie bereits im Jahr 2020 für nur noch 4 bis 7 ct₂₀₁₄/kWh (IE Leipzig 2014) und damit je

nach Standort schon günstiger als die Braunkohle. Andere Studien sehen diese Werte erst längerfristig erreicht. Manche der berücksichtigten Veröffentlichungen gehen davon aus, dass die Windenergie an Land dauerhaft kostengünstiger bleiben wird als die Offshore-Windenergie, andere gehen von einer umgekehrten Reihenfolge aus. In jedem Fall werden die Kostenunterschiede der beiden Technologien schrumpfen.

Studienvergleich: Stromgestehungskosten verschiedener Erzeugungstechnologien

Stromgestehungskosten der Windenergie an Land (Onshore)

Die Werte in der Grafik beziehen sich auf reale Kosten. Die Preisbasis bildet das Jahr 2014. Zur Umrechnung der in den verschiedenen Studien verwendeten Bezugsjahre wurden die mittlere Inflationsraten der Jahre seit 2005 herangezogen.



Biogas / Biomasse

Die Kosten für die Stromerzeugung aus fester und gasförmiger Biomasse sind seit dem Jahr 2000 bis heute angestiegen. Insbesondere bei Biogas kommen die jüngsten Studien zu den höchsten Kostenschätzungen. Auffällig ist die hohe Bandbreite der ausgewiesenen Stromgestehungskosten, was womöglich darauf zurückzuführen ist, dass den Kalkulationen unterschiedliche Substrate zugrunde liegen. So ist der Einsatz von speziell angebaute Energiepflanzen wesentlich kostenintensiver als die Nutzung von Abfällen und Reststoffen. Damit lässt sich vermutlich auch die erhebliche Differenz zwischen den Angaben einiger Veröffentlichungen zu den Stromgestehungskosten und den tatsächlich gezahlten EEG-Vergütungen erklären. So lagen die Durchschnittsvergütungen für Strom aus Biogasanlagen nach EEG in den Jahren 2004 bis 2009 zwischen 21,2 und 21,4 ct/kWh und im Jahr 2012 bei rund 18,5 ct/kWh (DBFZ et al. 2014).

Langfristig rechnen die meisten Autoren damit, dass die Stromerzeugung aus Biogas und Biomasse etwas kostengünstiger wird. Die meisten Veröffentlichungen weisen für das Jahr 2050 Stromgestehungskosten von unter 10 ct₂₀₁₄/kWh aus. Ausnahmen bilden die Einschätzungen des Fraunhofer ISE, das die Kosten von Biogas im Jahr 2030 weiterhin mit bis zu 22 ct₂₀₁₄/kWh

bezieht, von Ifo/FfE (2012) und arrhenius (2014), die für die Stromerzeugung aus Biomasse jeweils über 15 ct₂₀₁₄/kWh veranschlagen.

Forschungsradar Vergleichsgrafik

Studienvergleich: Stromgestehungskosten verschiedener Erzeugungstechnologien Stromgestehungskosten von Biogas bzw. Biomasse

Die Werte in der Grafik beziehen sich auf reale Kosten. Die Preisbasis bildet das Jahr 2014. Zur Umrechnung der in den verschiedenen Studien verwendeten Bezugsjahre wurden die mittleren Inflationsraten der Jahre seit 2005 herangezogen.



Erdgas

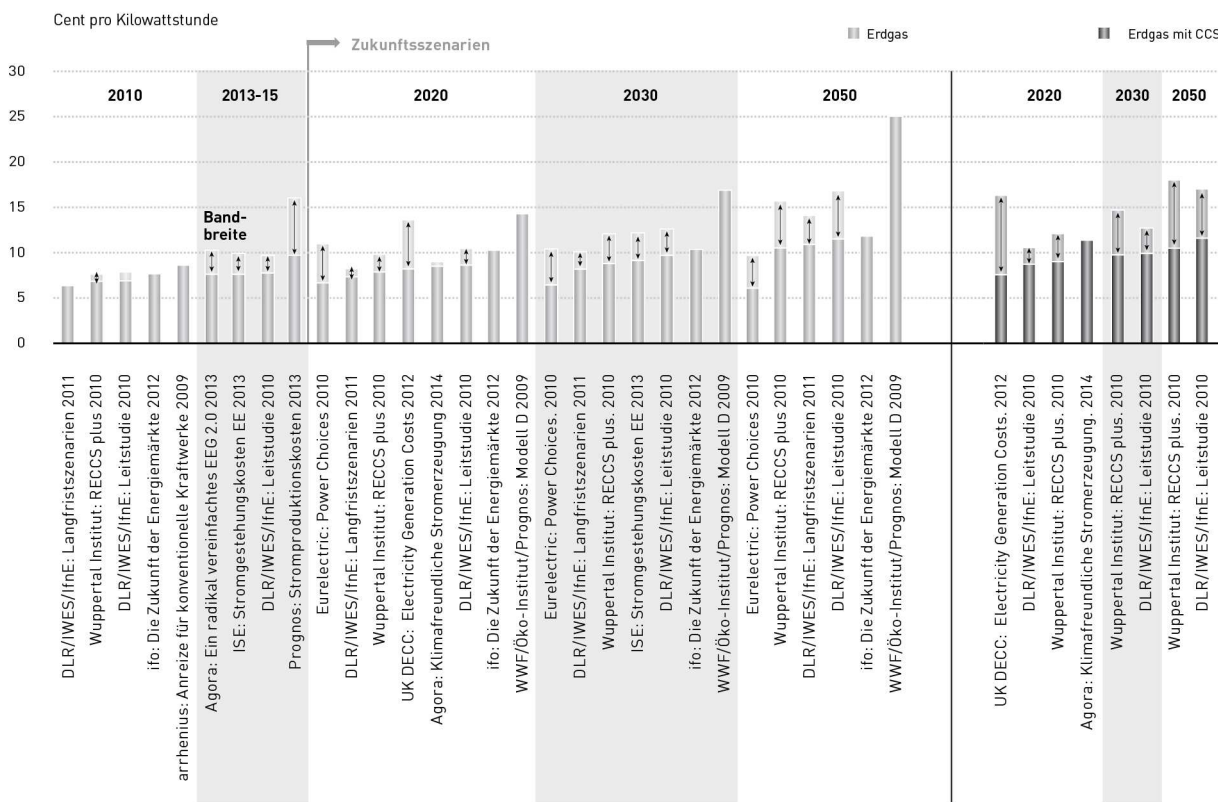
Die zukünftige Entwicklung der Stromgestehungskosten fossiler Kraftwerke wird sehr unterschiedlich eingeschätzt. Hier bestehen offenbar noch größere Unsicherheiten als bei der Erzeugung aus erneuerbaren Energieträgern. Die meisten Autoren sehen jedoch real deutlich steigende Kosten, was insbesondere an steigenden Brennstoffpreisen, höheren CO₂-Preisen sowie einer abnehmenden Auslastung der Kraftwerke liegt.

Besonders betroffen sind **Erdgaskraftwerke**, für die nur Eurelectric (2010) sinkende Kosten erwartet, wobei die Autoren einen konstanten Brennstoffpreis unterstellen. Das Öko-Institut rechnet hingegen mit einem besonders starken Anstieg der Stromgestehungskosten aus Erdgaskraftwerken auf 25 ct₂₀₁₄/kWh im Jahr 2050. Verantwortlich dafür sind neben dem Anstieg des Erdgaspreises die angenommenen geringen Volllaststunden von nur knapp 600 im Jahr 2050. Die niedrige Volllaststundenzahl ergibt sich aus dem hohen Anteil von Wind- und Solarstrom im verwendeten Berechnungsmodell. Erdgaskraftwerke werden in Zukunft weiterhin teurer sein als Kohlekraftwerke, obwohl ihr CO₂-Ausstoß und damit die Kosten für CO₂-Zertifikate niedriger sind. Dieser Trend unterstreicht die dringend notwendige Reform des europäischen Emissionshandels, von dem derzeit überhaupt keine Impulse hin zu emissionsärmeren Kraftwerken ausgehen.

Studienvergleich: Stromgestehungskosten verschiedener Erzeugungstechnologien

Stromgestehungskosten von Erdgas

Die Werte in der Grafik beziehen sich auf reale Kosten. Die Preisbasis bildet das Jahr 2014. Zur Umrechnung der in den verschiedenen Studien verwendeten Bezugsjahre wurden die mittleren Inflationsraten der Jahre seit 2005 herangezogen.



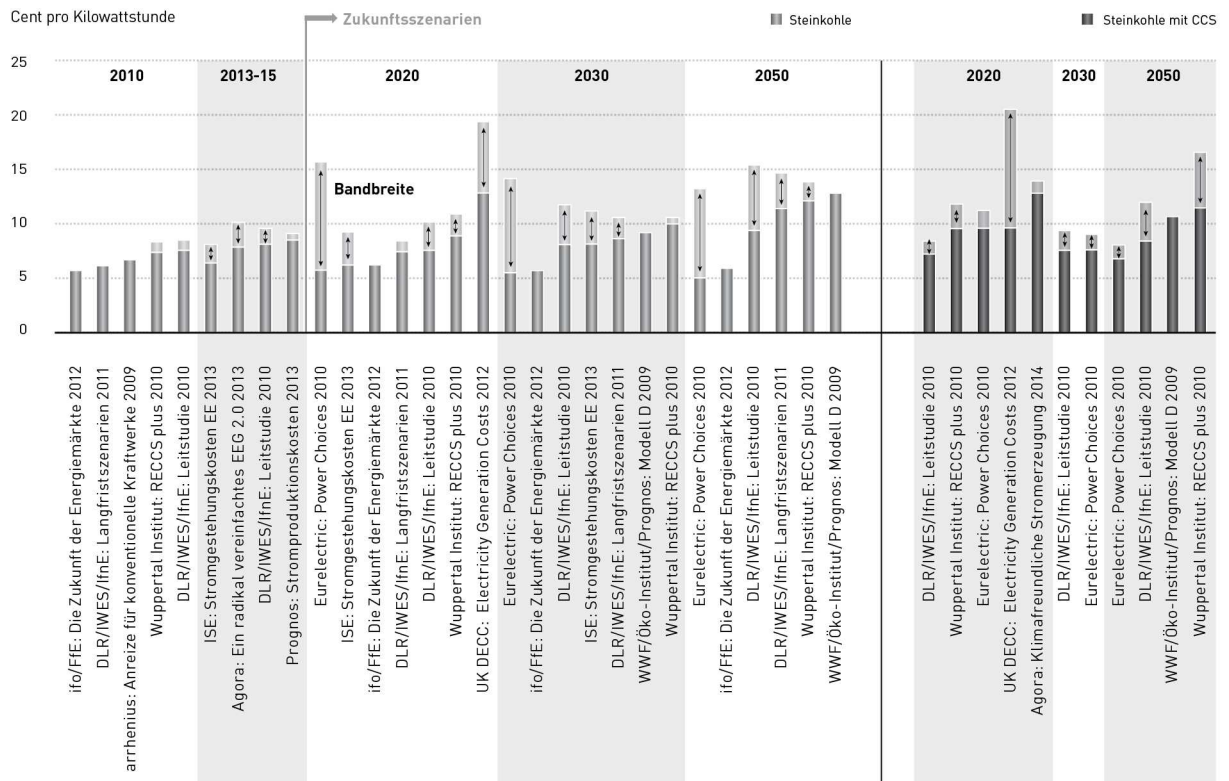
Steinkohle

Die Stromgestehungskosten von **Steinkohlekraftwerken** sehen die meisten Autoren künftig steigen, da von wachsenden Brennstoffkosten, höheren Preisen für CO₂-Zertifikate und tendenziell sinkenden Volllaststunden auszugehen ist. Nur Eurelectric (2010) nimmt konstante Preise für Kraftwerkssteinkohle und sinkende Erzeugungskosten an. Bei ifo/FfE (2012) bleiben die Stromgestehungskosten nahezu konstant auf sehr niedrigem Niveau, was vor allem dem Ausblenden von Kosten für den CO₂-Ausstoß zuzuschreiben ist. Insgesamt gehen viele Studien auch in Zukunft noch von einer relativ hohen Volllaststundenzahl (5.000-6.000) von Kohlekraftwerken aus. Dadurch würde aber der Systemkonflikt mit den Erneuerbaren Energien nicht gelöst, vielmehr müssen die fossilen Kraftwerke entsprechend der zunehmenden Einspeisung von Solar- und Windenergie bedarfsgerecht gesteuert werden, was die Volllaststundenzahl zwangsläufig immer weiter senken wird.

Studienvergleich: Stromgestehungskosten verschiedener Erzeugungstechnologien

Stromgestehungskosten der Steinkohle

Die Werte in der Grafik beziehen sich auf reale Kosten. Die Preisbasis bildet das Jahr 2014. Zur Umrechnung der in den verschiedenen Studien verwendeten Bezugsjahren wurden die mittleren Inflationsraten der Jahre seit 2005 herangezogen.



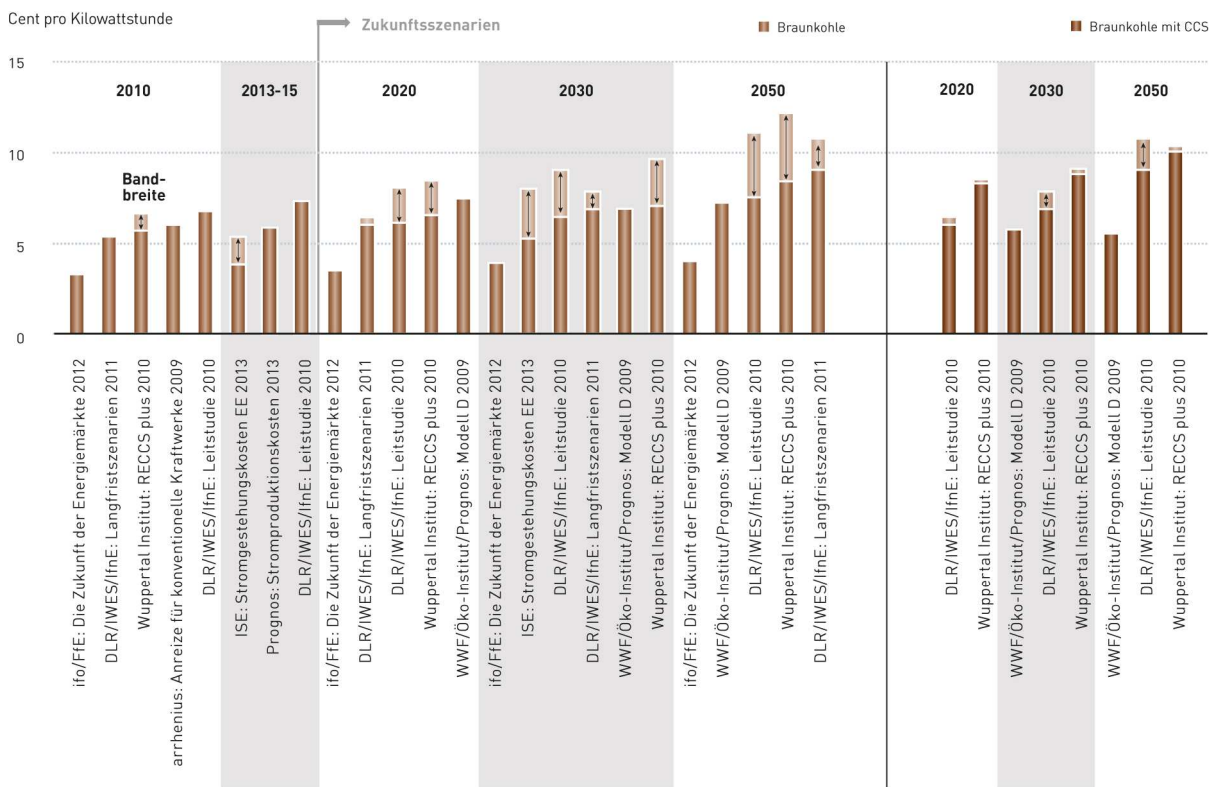
Braunkohle

Die Stromgestehungskosten von **Braunkohlekraftwerken** werden in den untersuchten Studien als real konstant bleibend oder auch deutlich steigend eingeschätzt. Kosten steigernd wirken sich sinkende Volllaststunden aus, höhere Wirkungsgrade wiederum Kosten senkend (z.B. Fraunhofer ISE 2013). Der mit rund 4 ct₂₀₁₄/kWh im Jahr 2050 mit Abstand niedrigste Wert zu den Stromerzeugungskosten aus Braunkohle findet sich in der Studie des ifo Instituts (ifo/FfE 2012). Er ist im Wesentlichen dadurch zu erklären, dass dort keine Kosten für den Kohlendioxid-Ausstoß berücksichtigt werden. Die Autoren schreiben selbst, dass die Kosten bei einem CO₂-Preis von 30 €/t um 2,7 auf 6,8 ct₂₀₁₄/kWh steigen würden. Das ist zwar unter den untersuchten Veröffentlichungen noch immer der geringste Wert, der Abstand zum nächstgrößeren Wert von 7,3 ct₂₀₁₄/kWh (WWF/Öko-Institut/Prognos 2009) ist aber nur noch gering. Für die Umsetzung ehrgeiziger Klimaschutzziele müsste der Ausstoß von CO₂ auf jeden Fall verteuert werden, was die Stromgestehungskosten der Braunkohle erhöhen würde.

Studienvergleich: Stromgestehungskosten verschiedener Erzeugungstechnologien

Stromgestehungskosten der Braunkohle

Die Werte in der Grafik beziehen sich auf reale Kosten. Die Preisbasis bildet das Jahr 2014. Zur Umrechnung der in den verschiedenen Studien verwendeten Bezugsjahre wurden die mittleren Inflationsraten der Jahre seit 2005 herangezogen.

CO₂-Abscheidung, Transport und Speicherung (CCTS)

Mit den Stromgestehungskosten von Kraftwerken, die mit der Technik zur Abscheidung, Transport und Endlagerung von CO₂ (Carbon Capture, Transport and Storage - CCTS) ausgestattet sind, haben sich relativ wenige Veröffentlichungen beschäftigt. Die meisten Studien gehen davon aus, dass diese Technik frühestens 2020 für den großtechnischen Einsatz zur Verfügung stehen könnte. Die Technologie steht derzeit auch nicht im Fokus der energiepolitischen Debatte, was an sehr niedrigen Preisen für CO₂-Emissionszertifikate, den stark gesunkenen Kosten der Erneuerbaren Energien und Akzeptanzproblemen liegen dürfte.

Grundsätzlich ist die Ausrüstung und Nutzung der CCTS-Technik mit Mehrkosten gegenüber der jeweiligen konventionellen Kraftwerkstechnik verbunden. Inwieweit die Mehrkosten der CCTS-Technik durch die Einsparung an CO₂-Zertifikaten wieder kompensiert werden, hängt zum einen von der CO₂-Intensität des Energieträgers und natürlich den CO₂-Preisen ab, zum anderen gibt es hier offenbar noch große Unsicherheiten, was die Kosten der Technik betrifft. Diese zeigen sich u.a. an großen Bandbreiten bei den Angaben zu den Stromgestehungskosten. Einen deutlichen Kostenvorteil der CCTS-Technik gegenüber der konventionellen Erzeugung sehen die meisten untersuchten Studien lediglich bei der Kohle, nicht aber beim Erdgas.

Gegenüber den Erneuerbaren Energien ist die CCTS-Technologie definitiv keine kostengünstigere CO₂-arme Alternative. So liegen die Stromgestehungskosten von Braunkohlekraftwerken mit CCTS nach den untersuchten Szenarien im Jahr 2030 zwischen 5,3 und 9,1 ct₂₀₁₄/kWh, bei Steinkohlekraftwerken mit CCTS sind es demnach zwischen 7,5 und 13,3 ct₂₀₁₄/kWh. Die

Windenergie an Land kann mit 4,4 bis ca. 7 ct₂₀₁₄/kWh und die Photovoltaik mit 5,6 bis ca. 10 ct₂₀₁₄/kWh deutlich kostengünstiger Strom erzeugen. Längerfristig fällt die Bilanz für Sonne und Wind noch günstiger aus, so dass noch ein erheblicher Puffer für die Deckung der Kosten für die Systemintegration der fluktuierenden Erneuerbaren Energien bleibt.

Methodische Hinweise

In den meisten Studien werden die Stromgestehungskosten in „realen Werten“ angegeben. Reale Werte werden in der Ökonomie verwendet, um Entwicklungen in der Zukunft und in der Vergangenheit vergleichbar zu machen. Sie basieren auf einem festen Bezugsjahr, das der Währungsangabe tiefgestellt hinzugefügt wird (z.B. 100 Euro₂₀₁₀). Nominale Kosten stellen hingegen die tatsächlichen, absoluten Kosten im betreffenden Jahr dar und hängen von der Inflation ab, die entsprechend einkalkuliert werden muss.²

Beim Vergleich von Angaben aus verschiedenen Veröffentlichungen ist zu beachten, dass für die Darstellung unterschiedliche Bezugsjahre verwendet werden. Diese schwanken in den hier untersuchten Studien und Papieren zwischen 2005 und 2015. Da sich ohne eine Umrechnung auf ein gemeinsames Bezugsjahr Fehler in der Größenordnung von knapp 20 Prozent ergeben würden, sind hier alle Angaben aus den berücksichtigten Studien auf das gemeinsame Bezugsjahr 2014 umgerechnet worden. Hierfür sind die Inflationsraten der Jahre seit 2005 herangezogen worden (Quelle: finanzen.net 2014). Für das Jahr 2015 wird eine Inflationsrate von 2 Prozent angenommen. In einigen Fällen war nicht zu erkennen, für welches Basisjahr die Kostenangaben gemacht wurden. In diesen Fällen wurde hilfsweise das Erscheinungsjahr des Dokuments als Basisjahr definiert.

Die Vereinheitlichung des Bezugsjahres macht die Angaben der analysierten Veröffentlichungen bereits besser vergleichbar. Es gibt jedoch weitere Aspekte, die die Vergleichbarkeit der genannten Stromgestehungskosten erschweren. So sind die Werte maßgeblich davon abhängig, mit welcher Auslastung bzw. Volllaststunden eine Anlage betrieben wird. Auch hier variieren die Annahmen in den betrachteten Veröffentlichungen erheblich. Dies liegt u.a. daran, dass die tatsächlichen Volllaststunden fossiler Kraftwerke vom Marktumfeld abhängen: Zum Beispiel kommen konventionelle Kraftwerke seltener zum Zug und laufen mit weniger Volllaststunden, je höher der Anteil von Wind- und Solarstrom am Strommix ausfällt. Weniger Volllaststunden bedeuten höhere Stromgestehungskosten, da sich die Fixkosten eines Kraftwerks auf weniger Kilowattstunden verteilen. In manchen Studien wird bei der Ermittlung künftiger Stromgestehungskosten fossiler Kraftwerke der von der Bundesregierung geplante steigende Ökostromanteil und die damit sinkenden Volllaststundenzahlen berücksichtigt, in anderen offenbar nicht. Auch das erschwert die Vergleichbarkeit der Aussagen.

Für einen Vergleich der Stromgestehungskosten von Kraftwerken mit unterschiedlichen Erzeugungs- und Kostenstrukturen ist eine einheitliche Methode notwendig. In den meisten belastbaren Papieren wird die Methode der *Levelized Costs of Energy (LCOE)* oder eine vergleichbare Methode verwendet. Der Grundgedanke dieser Methodik ist, aus allen anfallenden Kosten für die Errichtung und den Betrieb der Anlagen eine Annuität (jährliche Durchschnittskosten) zu bilden und diese der durchschnittlichen jährlichen Stromerzeugung gegenüberzustellen. Auch wenn es sich dabei immer um eine Abstraktion der Wirklichkeit handelt, hilft diese Methode, die so ermittelten Stromgestehungskosten unterschiedlicher Anlagen miteinander zu vergleichen. Nicht geeignet ist die Methode allerdings zur Bestimmung der Wirtschaftlichkeit eines konkreten geplanten Kraftwerksprojekts – hierfür bedürfte es einer Finanzierungsberechnung unter Berücksichtigung aller Einnahmen und Ausgaben auf Basis eines Cashflow-Modells (Fraunhofer ISE 2013).

² Hierzu ein Rechenbeispiel: Betragen die Kosten für ein Gut im Jahr 2010 100 Euro und bleiben sie stabil, ergeben sich bei einer angenommenen Inflation von zwei Prozent pro Jahr für das Jahr 2020 nominale Kosten von 121,90 Euro₂₀₂₀. Die realen Kosten bezogen auf das Jahr 2010 liegen aber weiterhin bei 100 Euro₂₀₁₀.

Die wichtigsten Faktoren zur Berechnung der LCOE sind Investitionsausgaben, jährliche Gesamtkosten (u.a. Brennstoffkosten, Kosten für CO₂-Zertifikate, Wartungskosten, Versicherungskosten), die produzierte Strommenge, der reale kalkulatorische Zinssatz und die wirtschaftliche Nutzungsdauer einer Anlage (Fraunhofer ISE 2013).

Die Stromgestehungskosten auf Basis der LCOE stellen somit die Vollkosten neuer Kraftwerke dar. Sie sind zu unterscheiden von den Betriebskosten bestehender Kraftwerke, in die insbesondere die bereits getätigten Investitionskosten nicht eingehen. Die Betriebskosten liegen daher teils deutlich unter den LCOE. Der Unterschied ist umso größer, je größer der Anteil der Investitionskosten an den Gesamtkosten ist, beispielsweise bei Windenergie- und Solarkraftwerken, aber auch bei Braunkohle- oder Atomkraftwerken.

Ebenso dürfen die Stromgestehungskosten auf Basis der LCOE nicht mit den Börsenpreisen für Strom verwechselt werden. Börsenpreise werden durch die Grenzkosten von Kraftwerken bestimmt. Dies sind die Kosten, die entstehen, wenn ein Kraftwerk eine weitere Kilowattstunde Strom erzeugen soll. Für die Grenzkosten sind insbesondere die bereits getätigten Investitions- und Versicherungskosten irrelevant. Daher liegen die durchschnittlichen Börsenpreise teils deutlich unter den Stromerzeugungskosten neuer Kraftwerke. Das gilt für Anlagen der Erneuerbaren Energien genauso wie für konventionelle Kraftwerke.

Erläuterungen zu den untersuchten Studien

Die dargestellten Werte zur Entwicklung der Stromgestehungskosten konventioneller und erneuerbarer Kraftwerke stammen aus folgenden Studien:

- **Agora Energiewende: Ein radikal vereinfachtes EEG 2.0 und ein umfassender Marktdesign-Prozess. Konzept für ein zweistufiges Verfahren 2014-2017. Oktober 2013.**

In diesem Papier wird neben Empfehlungen für die Reform des EEG ein Prozess vorgeschlagen, mit dem das zukünftige Marktdesign im Strombereich fortentwickelt werden kann. Als Grundlage für diese Vorschläge werden u.a. Aussagen zu den Stromgestehungskosten ausgewählter Erneuerbarer Energien (Wind Onshore und Photovoltaik) und ausgewählter fossiler Energien (Erdgas, Steinkohle) getroffen. Die angegebenen Stromgestehungskosten wurden mit Hilfe eines durch Agora Energiewende entwickelten und im Internet frei zur Verfügung gestellten Excel-Tools ermittelt. Zur Festlegung bestimmter Annahmen dienten insbesondere Gutachten des Energiewirtschaftlichen Instituts zu Köln (EWI), ferner wurden eigene Gutachten und Experten-Interviews zu Rate gezogen.

Im Falle der Photovoltaik wurde eine Laufzeit von 30 Jahren veranschlagt. Die meisten Studien verwenden kürzere Laufzeiten, die bei oder näher an den 20 Jahren liegen, für die nach dem EEG eine Vergütung für PV-Anlagen bezahlt wird. Die im Vergleich zu anderen Veröffentlichungen geringeren Gestehungskosten für Strom aus Photovoltaik im Jahr 2015 dürften zumindest teilweise hierdurch begründet sein.

Die angenommenen Preise für CO₂-Zertifikate liegen zwar mit 11 Euro pro Tonne (€/t) niedriger als in den meisten wissenschaftlichen Studien, bewegen sich aber noch deutlich über den aktuellen Werten von rund 5 €/t.

- **Arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik: Anreize für Investitionen in konventionelle Kraftwerke. Februar 2009.**

In diesem Diskussionspapier gehen die Autoren der Frage nach, ob und unter welchen Bedingungen Investitionen in konventionelle Kraftwerke wirtschaftlich tragfähig sind. Als Grundlage dafür werden „exemplarische“ Stromgestehungskosten für fossile Kraftwerke und Windenergieanlagen berechnet.

Die Annahmen zur Berechnung der Stromgestehungskosten weichen teilweise erheblich von den in den meisten anderen Studien und Papieren getroffenen Annahmen ab. So werden für alle fossilen Kraftwerke 8.000 Volllaststunden unterstellt (ein Jahr hat 8.760 Stunden). Dies ist insbesondere für Erdgaskraftwerke, aber auch für Kohlekraftwerke ein extrem hoher Wert, der zu vergleichsweise niedrigen Stromgestehungskosten fossiler Kraftwerke führt.

- **Arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik: Die künftigen Kosten der Stromerzeugung. April 2014.**

Die Studie greift die Tatsache auf, dass der deutsche Kraftwerkspark unabhängig von der Energiewende im Laufe der Zeit erneuert werden muss, und dass dies aufgrund der Klimaziele der EU und Deutschlands klimafreundlich geschehen muss. Vor diesem Hintergrund werden zwei Szenarien für 2050 miteinander verglichen, eine Stromversorgung mit einem Anteil von 80 Prozent Erneuerbaren Energien und eine mit einem Anteil von 42 Prozent Erneuerbaren Energien. Untersucht wird dabei der Zielzustand im Jahr 2050, nicht aber die Transformation des Energiesystems zu diesem Zustand.

Da in dieser Studie für die fossilen Kraftwerke keine Stromgestehungskosten ausgewiesen werden, sondern nur die geringeren Grenzkosten, werden in der vorliegenden Metaanalyse nur die ausgewiesenen Stromgestehungskosten der Erneuerbaren Energien berücksichtigt.

- **Bundesministerium für Umwelt, Natur und Reaktorsicherheit (BMU): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland. Leitszenario 2009. August 2009**

Siehe Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) et al. 2010 und 2012.

- **Department of Energy and Climate Change of the United Kingdom (UK DECC): Electricity Generation Costs. Oktober 2012.**

Das britische Ministerium für Energie und Klimawandel erstellt in regelmäßigen Abständen detaillierte Studien zu den Stromgestehungskosten verschiedener erneuerbarer und konventioneller Stromerzeugungstechnologien. Basis für diese Studien sind ein Kostenmodell des DECC und in diesem Falle Daten und Studien von Parsons Brinckerhoff (2012).

Die Bedingungen zur Stromerzeugung mit Erneuerbaren Energien sind in Großbritannien teilweise deutlich anders als in Deutschland. Aufgrund der unterschiedlichen klimatischen Bedingungen wäre ein Vergleich der Stromgestehungskosten von Wind- oder Solarkraftwerken in diesen beiden Ländern nur auf Basis aufwendiger Standardisierungen sinnvoll. Entsprechend werden für die vorliegende Metaanalyse aus der Studie von UK DECC nur die Stromerzeugungskosten konventioneller Technologien verwendet, nicht aber die Kosten der Erneuerbaren Energien. Bei den konventionellen Energien erscheinen die ökonomischen Rahmenbedingungen in Deutschland und Großbritannien ausreichend ähnlich, um einen Vergleich der Stromgestehungskosten zu ermöglichen.

Die Kosten in UK DECC sind in Britischen Pfund angegeben. Diese wurden mit dem Wechselkurs vom 25.7.2014 umgerechnet (exchange-rates.org 2014).

- **Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH (DBFZ), Bosch und Partner, Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung GmbH (UFZ), Privates Institut für Nachhaltige Landwirtschaft (INL), Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES): Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG. Vorhaben IIa: Stromerzeugung aus Biomasse. Februar 2014.**

Die Studie ist eine von mehreren Studien, die zur Vorbereitung und Begleitung des EEG-Erfahrungsberichts vom Bundesumweltministerium vergeben wurden. Mit der Übernahme der Zuständigkeit für Erneuerbare Energien durch das Bundeswirtschaftsministerium (BMWi) Ende 2013 wurden diese Studien anschließend vom BMWi begleitet. In diesem Rahmen werden alle über das EEG finanzierten Stromerzeugungstechnologien untersucht, u.a. bezüglich der aktuellen Stromgestehungskosten. Dies erfolgt auf Basis einer gemeinsamen Berechnungsmethodik, die zu Beginn der Vorhaben mit dem Auftraggeber abgestimmt wurde und eine gute Vergleichbarkeit sicherstellen soll. Der genannte Bericht betrachtet dabei detailliert die Stromgestehungskosten von Biomasse-Anlagen.

- **BMU: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland. Leitszenario 2009. August 2009.**

- **Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Ingenieurbüro für neue Energien (IfnE): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Leitstudie 2010. Dezember 2010;**

- **Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Ingenieurbüro für neue Energien (IfnE): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht. März 2012;**

Im Auftrag des Bundesumweltministeriums sind seit 2004 verschiedene Studien zu Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der Erneuerbaren Energien erarbeitet worden, federführend durch das DLR in Kooperation mit weiteren Instituten. Die Studien wurden dabei mit jeder Folgestudie aktualisiert und verfeinert. Vor diesem Hintergrund berücksichtigt die vorliegende Metaanalyse die aktuellsten Studien aus den Jahren 2009, 2010 und 2012.

In diesen Studien werden an den klima- und energiepolitischen Zielen der Bundesregierung orientierte Szenarien zur Energieversorgung bis 2050 erarbeitet. Auf dieser Grundlage werden u.a. die daraus folgenden Änderungen im Bereich der konventionellen Energieversorgung und ökonomische Auswirkungen dargestellt. Dazu gehört zentral die Entwicklung der zukünftigen Energiekosten. Entsprechend werden die Stromgestehungskosten konventioneller und Erneuerbarer Energien bis 2050 ermittelt. Im Bereich der fossilen Kraftwerke wird differenziert zwischen unterschiedlichen Preispfaden für die Brennstoffe und CO₂-Zertifikate. Preispfad A geht dabei von „deutlichen“, Preispfad B von „mäßigen“ Preisanstiegen aus. Beide Preispfade orientieren sich an Veröffentlichungen anderer Institutionen, u.a. der International Energy Agency (IEA 2010).

- **Eurelectric: Power Choices 2050. Pathways to Carbon-Neutral Electricity in Europe by 2050. Juni 2010**

Das Papier des Verbandes der europäischen Stromindustrie beschreibt Pfade für ein „CO₂-neutrales Europa bis 2050“. Es wird ein Szenario ermittelt, wie sich die Anteile von Erneuerbaren Energien, fossilen Kraftwerken mit und ohne Abscheidung, Transport und Endlagerung von CO₂ sowie von Atomenergie an der europäischen Stromerzeugung entwickeln könnten. Dabei werden auch die Stromgestehungskosten der verschiedenen Technologien genannt – allerdings ohne Benennung der Berechnungsgrundlagen. Die Angaben beziehen sich dabei offenbar auf die europäische Region und nicht speziell auf Deutschland.

Bei der Berechnung der Stromgestehungskosten fossiler Kraftwerke bleibt unklar, ob die an anderer Stelle des Berichts angenommenen realen Preissteigerungen für fossile Energierohstoffe zugrunde liegen oder ob real bzw. nominal konstante Preise vorausgesetzt werden. Sollten die heutigen Preise für fossile Energierohstoffe unterstellt sein, würde dies die unterdurchschnittlichen Kosten der fossilen Stromerzeugung zumindest teilweise erklären.

Aufgrund dreier potenzieller Entwicklungspfade für die CO₂-Preise wurde eine Bandbreite von Stromgestehungskosten ermittelt. In einem Pfad wird ein Preis von 0 €/t CO₂ unterstellt, der maximal angenommene Preis liegt bei 100 €/t CO₂. Der mittlere CO₂-Preis liegt bei 30 €/t.

Eurelectric schätzt die Gestehungskosten für Strom aus Photovoltaikanlagen auf knapp 32 ct₂₀₁₄/kWh im Jahr 2050. Alle anderen hier betrachteten Veröffentlichungen sehen bereits für das Jahr 2013 niedrigere Gestehungskosten für Strom aus Photovoltaikanlagen. Auch die aktuellen Vergütungen nach dem EEG liegen um mehr als die Hälfte niedriger.

- **Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (Fraunhofer ISE): Stromgestehungskosten erneuerbare Energien. Dezember 2010, Mai 2012 und November 2013**

Seit 2010 ermittelt und veröffentlicht das Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE) Studien zu den Stromgestehungskosten verschiedener Erneuerbarer Energien. Im Jahr 2013 wurden zum Vergleich auch die Stromgestehungskosten fossiler Kraftwerke aufgenommen. Die Studien werden in jeder Folgestudie aktualisiert und verfeinert.

Die Veränderungen ihrer Aussagen im Laufe der Zeit interpretieren die Autoren teilweise selbst. So werden die für Offshore-Windenergie angenommenen Stromgestehungskosten von Studie zu Studie höher kalkuliert, da die Investitionskosten laufender Vorhaben mit den Jahren nach oben korrigiert wurden. Unberücksichtigt bleiben dabei die Netzanschlusskosten, die über denen anderer EE-Anlagen liegen. Auch bei Wind an Land stiegen die Stromgestehungskosten im Jahr 2012 aufgrund von gestiegenen Anlagenkosten. Ein Jahr später sind Investitions- und Stromgestehungskosten wieder gesunken. Mit Ausnahme von Wind Offshore fallen die Stromerzeugungstechnologien aller Erneuerbaren Energien nach 2012. Ein Grund für gesunkene Kosten im Jahr 2013 ist die Berücksichtigung realer Diskontierungssätze, die nach Berücksichtigung der Inflationsrate unterhalb der nominalen Werte liegen.

Der Maximalwert der Stromgestehungskosten bei Wind an Land fällt im Jahr 2013 höher aus, da erstmals

Anlagen für Niedrigwindstandorte berücksichtigt werden.

Bei der Ermittlung der Stromgestehungskosten fossiler Kraftwerke sind aufgrund des angenommenen wachsenden Anteils fluktuierender Erneuerbarer Energien sinkende Volllaststunden unterstellt, was steigende Stromgestehungskosten der fossilen Technologien zur Folge hat.

- **ifo Institut, Forschungsstelle für Energiewirtschaft: Die Zukunft der Energiemärkte. Ökonomische Analyse und Bewertung von Potenzialen und Handlungsmöglichkeiten. Dezember 2012**

Das vom Bundeswirtschaftsministerium in Auftrag gegebene Gutachten strebt u.a. an, mit einer fundierten ökonomischen Analyse die Kosten und Potenziale der Energiewende bis 2050 aufzuzeigen. Es deckt neben dem Strombereich auch den Wärme- und den Verkehrssektor ab. Behandelt werden insbesondere die energiepolitischen Ziele, CO₂-Vermeidungspotenziale und -kosten sowie Maßnahmen und Instrumente zur Erreichung der Ziele. Im Anhang werden mit ausführlichen Erläuterungen die Stromgestehungskosten verschiedener Technologien ermittelt.

Dies erfolgt in diesem Gutachten grundsätzlich ohne Berücksichtigung von CO₂-Kosten. Allerdings wird erwähnt, dass „bei Berücksichtigung von CO₂-Zertifikaten [...] die Stromgestehungskosten fossiler Energieträger deutlich höher [lägen]. Beispielsweise würde ein CO₂-Zertifikatspreis von 30 €/t im Jahr 2050 Strom aus Erdgas um 1,0, aus Steinkohle um 2,2 und aus Braunkohle um 2,7 ct/kWh verteuern.“ Als Preise für CO₂-Zertifikate erwarten die Autoren im Jahr 2020 20 €/t, im Jahr 2030 30 €/t und im Jahr 2050 50 €/t. Entsprechend müssten diese Kosten zu den Stromgestehungskosten fossiler Kraftwerke hinzugerechnet werden.

Bei der Preisentwicklung für fossile Energierohstoffe gehen die Autoren von einer Preissenkung in den Jahren 2020 und 2030 aus, erst bis 2050 erwarten sie eine reale Preissteigerung. Dies führt mittelfristig zu vergleichsweise niedrigen Gestehungskosten für Strom aus fossilen Brennstoffen.

- **Leipziger Institut für Energie, Helmut Schmidt Universität, Bio Consult SH: Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG. Vorhaben IIe Windenergie. August 2014.**

Siehe auch Deutsches Biomasseforschungszentrum et al. 2014.

In diesem Bericht werden die Stromgestehungskosten von Windenergie-Anlagen an Land und Offshore im Detail betrachtet.

Die Spannbreite der Stromgestehungskosten für Windenergie an Land beginnt im Vergleich zu den anderen Veröffentlichungen in einem sehr niedrigen Bereich. Für das Jahr 2014 werden als Mindestkosten gut 5 Ct₂₀₁₄/kWh und für das Jahr 2020 gut 4 Ct₂₀₁₄/kWh angenommen. Dies dürfte u.a. darin begründet sein, dass für besonders gute Standorte bis zu 3868 Volllaststunden unterstellt werden. Dies ist zwar für einige Standorte nicht unrealistisch. Andere Veröffentlichungen gehen allerdings von meist deutlich geringeren Volllaststunden aus.

- **McKinsey, Siemens: Chancen für die deutsche Energiewende. Was kann Deutschland aus ausgewählten internationalen Fallbeispielen lernen? Mai 2013**

Den Autoren zufolge zielt die Studie darauf ab, anhand von Beispielmaßnahmen aus anderen Ländern Impulse für das Gelingen der Energiewende in Deutschland zu geben. Dabei wird den drei Dimensionen des energiepolitischen Zieldreiecks, Umweltverträglichkeit, Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit Beachtung geschenkt. Die Fallbeispiele betreffen die Stromerzeugung, den Ausgleich von Angebot und Nachfrage sowie die Steigerung der Energieeffizienz. Die Stromgestehungskosten verschiedener Erzeugungstechnologien werden mit Blick auf die Wirtschaftlichkeit von Maßnahmen zur Umsetzung der Energiewende betrachtet. Erwähnt werden dabei die Stromgestehungskosten von Gas- und Dampfturbinenkraftwerken (GuD), Kohlekraftwerken, Photovoltaik- und Offshore-Wind-Anlagen.

- **Prognos: Entwicklung von Stromproduktionskosten. Oktober 2013.**

Die Studie im Auftrag der Belectric Solarkraftwerke GmbH bewertet die Kostenentwicklung verschiedener konventioneller und erneuerbarer Stromerzeugungstechniken in unterschiedlichen Regionen in Deutschland. Sie kommt zu dem Ergebnis, dass die Erneuerbaren Energien schon heute in einigen Regionen die niedrigsten Stromgestehungskosten aufweisen, wie die Photovoltaik im Süden oder die Windenergie im Norden Deutschlands. Für die Erneuerbaren Energien werden die Kosten ab der Inbetriebnahme im Jahr 2015 und über eine Betriebszeit von 20 Jahren kalkuliert. Für konventionelle Kraftwerke wird eine Nutzungsdauer von 40 Jahren angenommen. Deshalb werden für die Erneuerbaren

Energien zwei Investitionszyklen von jeweils 20 Jahren am selben Standort berechnet, um so mit einer Betriebszeit von ebenfalls 40 Jahren erneuerbare und konventionelle Erzeugungstechniken besser vergleichen zu können. Die Gestehungskosten werden, mit Ausnahme der Bioenergie und Offshore-Windenergie, für vier von Norden nach Süden aufgeteilte Zonen ausgewiesen. So sollen die unterschiedlichen klimatischen und räumlichen Rahmenbedingungen (Windertrag, solare Strahlung, transportbedingte Brennstoffkosten) berücksichtigt werden.

Prognos geht davon aus, dass die Stromerzeugung aus Braunkohlekraftwerken von 7.000 Volllaststunden im Jahr 2015 auf 4.000 im Jahr 2055 sinken wird, aus Steinkohlekraftwerken von 6.000 auf 3.300 und aus Erdgas-GuD-Anlagen von 3.500 auf 2.500. Gasturbinen würden im gesamten Betrachtungszeitraum mit 800 MWh/MW zum Einsatz kommen. Der CO₂-Preis werde von 7 €/t auf auf 55 €/t im Jahr 2055 ansteigen.

- **Prognos, Fichtner: Kostensenkungspotenziale der Offshore-Windenergie in Deutschland. August 2013.**

Im Auftrag der Stiftung Offshore Windenergie und mehrerer anderer Wirtschaftsakteure aus dem Energiebereich haben die Institute Prognos und Fichtner die Kostensenkungspotenziale der Stromerzeugung aus Windenergieanlagen auf See bis 2023 untersucht. Dabei wurden für drei unterschiedliche Standorte die wichtigsten Kostenträger von Offshore Windparks in den Bereichen Investitionskosten, Betriebskosten und Rückstellungen für den Rückbau analysiert, einschließlich der Projektfinanzierung. Es wurden zwei Szenarien unterschieden: In Szenario 1 sind in Deutschland bis 2023 Windenergieanlagen mit einer Leistung von mindestens 9 GW auf See installiert, in Szenario 2 mindestens 14 GW. Ziel des novellierten EEG 2014 ist, bis 2020 eine Leistung von 6,5 GW und bis 2030 15 GW Windenergieanlagen Offshore zu installieren (EEG 2014). Auch das weniger anspruchsvolle Szenario 1 kann folglich mit dem im Jahr 2014 novellierten EEG nicht erreicht werden, was aber für die Realisierung der Kostensenkungen notwendig wäre.

- **WWF, Öko-Institut, Prognos: Modell Deutschland – Klimaschutz bis 2050. Oktober 2009.**

Die von der Umweltstiftung WWF finanzierte Studie entwickelt ein Referenz- und ein Innovationsszenario für den Ausstoß an Treibhausgasen in Deutschland bis 2050. Der Energiesektor und die Stromversorgung sind dabei Schwerpunkte, es werden aber auch andere klimarelevante Sektoren wie Industrie, Landwirtschaft oder Abfallwirtschaft behandelt. Im Fall der Stromversorgung sind die beiden Szenarien wiederum in die beiden Varianten mit und ohne Abscheidung, Transport und Endlagerung von CO₂ unterteilt.

In diesem Zusammenhang werden auch die Kosten der Stromerzeugung in ihrer Gesamtheit und die Stromgestehungskosten unterschiedlicher Technologien untersucht. Bei den konventionellen Kraftwerken wird hierzu auf ein Kraftwerksmodell der Prognos AG zurückgegriffen. Für die Erneuerbaren Energien werden eigene Berechnungen der Gestehungskosten verwendet, basierend auf der Leitstudie 2008 (Nitsch 2008).

Im Vergleich zu den anderen Veröffentlichungen fallen recht hohe Gestehungskosten für Strom aus Windenergieanlagen an Land auf, insbesondere in der langfristigen Perspektive. Dies dürfte u.a. mit vergleichsweise geringen angenommenen Volllaststunden von langfristig rund 1900 bis 2000 begründet sein.

Bezüglich der Gestehungskosten von fossil erzeugtem Strom berücksichtigt die Studie offensichtlich den unterstellten hohen Anteil von Wind- und Solaranlagen. So wird für Erdgaskraftwerke angenommen, dass sie im Jahr 2050 nur 581 Volllaststunden erzielen, während andere Veröffentlichungen mit 2.000 bis zu 6.000 Stunden eine deutlich stärkere Auslastung unterstellen. Die im Vergleich sehr hohen Gestehungskosten von 25,1 ct₂₀₁₄/kWh für Strom aus Erdgas können zumindest teilweise damit erklärt werden. Dies gilt in ähnlicher Weise für die Gestehungskosten von Strom aus Steinkohlekraftwerken.

- **Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie: RECCS plus. Regenerative Energien (RE) im Vergleich mit CO₂-Abtrennung und -Ablagerung (CCS). April 2010.**

Die Studie ist eine umfassende Aktualisierung der Ausgangsstudie von 2008 (Wuppertal Institut et al. 2008). Nach Angaben der Autoren war die Ausgangsstudie die „erste umfassende und integrierte Bewertung der CCS-Technologie im Vergleich mit erneuerbaren Energien“. Sie beschäftigt sich insbesondere mit denkbaren Pfaden für die Nutzung von CO₂-Abtrennung, Transport und Endlagerung (Carbon Capture, Transport and Storage – CCTS), der Ökobilanz von CCTS-Anwendungen im Vergleich zu EE-Technologien, den Potenzialen von CCTS für den Klimaschutz im Vergleich zu anderen Optionen sowie dem ökonomischen Vergleich von CCTS mit EE-Technologien.

Bei der Abschätzung der Stromgestehungskosten werden zwei Preispfade für fossile Energierohstoffe und CO₂-Zertifikatspreise angenommen: einerseits ein starker Anstieg der Energierohstoffpreise verbunden mit einem geringem Preisanstieg für CO₂-Emissionen und andererseits umgekehrt ein geringer Anstieg der Energierohstoffpreise verbunden mit einem starkem Preisanstieg für CO₂-Emissionen. Dabei liegt im ersten Fall der starke Preisanstieg bei Energierohstoffen im Vergleich mit anderen Studien eher im oberen Bereich, bei den CO₂-Emissionen entsprechen die mittel- und langfristigen Preise in etwa dem Durchschnitt anderer Studien.

In allen Szenarien wird berücksichtigt, dass mit steigendem Stromanteil aus Wind- und Sonnenenergie die Volllaststundenzahl fossiler Kraftwerke von durchschnittlich 7.000 Stunden auf etwa die Hälfte sinken wird. Dies hat nach Einschätzung der Autoren aber nur ein leichtes Ansteigen der Stromgestehungskosten zur Folge.

- **Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff- Forschung Baden-Württemberg (ZSW), Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Bosch und Partner, GfK SE: Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG. Vorhaben IIc Stromerzeugung aus Solarer Strahlungsenergie. Zwischenbericht. August 2014**

Siehe Deutsches Biomasseforschungszentrum et al. 2014. In diesem Bericht werden die Stromgestehungskosten von Photovoltaik-Anlagen im Detail betrachtet.

Weitere Informationen und Grafiken finden Sie im Forschungsradar Energiewende: www.forschungsradar.de.

Bearbeiter:

Uwe Nestle (EnKliP Energie- und Klimapolitik Beratung) / Claudia Kunz (AEE)

Kontakt:

Agentur für Erneuerbare Energien

Claudia Kunz

Referentin für Energiewirtschaft

Tel: 030-200535-43

E-Mail: c.kunz@unendlich-viel-energie.de

www.unendlich-viel-energie.de