

Vergleichende Bewertung von Stromerzeugungssystemen

Rainer Friedrich, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart

1. Einleitung

Die Bundesregierung hat – schon vor dem Reaktorunfall in Fukushima – beschlossen, aus der Kernenergienutzung auszusteigen, nach dem Fukushima-Unfall wurde die Zeitspanne für den Ausstiegs deutlich verkürzt. Außerdem strebt die Bundesregierung ambitionierte Klimaschutzziele an. Diese beiden Ziele erfordern einen Umbau des Stromerzeugungssystems in Deutschland. Es stellt sich daher die Frage, welche Stromerzeugungstechniken denn in einem zukünftigen Stromerzeugungssystem eingesetzt werden sollen bzw. so gefördert werden sollen, dass sie in ausreichendem Maße eingesetzt werden können.

Bei solchen Entscheidungen sind aus Sicht der Gesellschaft nicht nur die Stromerzeugungskosten, sondern auch externe Effekte, insbesondere Umweltbelastungen, mit zu berücksichtigen. Vor allem drei Ziele sind entscheidend:

- niedrige Treibhausgasemissionen pro kWh; dies gilt natürlich für den gesamten Lebenszyklus der Stromerzeugungstechnik.
- möglichst geringe Gesundheitsrisiken, Umweltschäden und Materialschäden durch Umwelteinwirkungen (Schadstoffemissionen), auch dies über den gesamten Lebenszyklus betrachtet und Normalbetrieb und Unfälle umfassend;
- möglichst geringe Strombereitstellungskosten; dabei ist zu berücksichtigen, dass der Strom dann bereitgestellt werden soll, wenn er auch nachgefragt wird; ggf. sind also Kosten für Reservekraftwerke und Speicher mit zu berücksichtigen.

Das letztere Kriterium ist wichtig, weil höhere Stromkosten die Produktionskosten erhöhen und damit die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie schwächen. Zudem haben private Haushalte, die mehr für Strom ausgeben müssen, weniger Geld für den Erwerb anderer Waren und Dienstleistungen übrig, was die Binnennachfrage verringert und ggf. zu einem Rückgang von Arbeitsplätzen führt. Ein negativer sozialer Effekt ist, dass Haushalte mit geringem Einkommen von Strompreiserhöhungen besonders betroffen sind.

Ein weiterer Aspekt, der die Versorgungssicherheit betrifft, ist, dass die Wahrscheinlichkeit, dass eine Technik dann Strom erzeugt, wenn Strom benötigt wird, je nach Technik unterschiedlich hoch ist. Wenn kein Wind weht oder die Sonne nicht scheint, können die entsprechenden Anlagen auch keinen Strom liefern. Dieser Aspekt muss natürlich berücksichtigt werden, und er wird hier dadurch berücksichtigt, dass die Kosten für die Bereitstellung von Ersatzkapazität oder Speicherung den Stromerzeugungskosten zugeschlagen werden.

Im Folgenden wird überdies angenommen, dass die Knappheit endlicher Ressourcen (fossile Energieträger, Eisen, Silizium, Germanium, usw.) entsprechend der Hotelling-Regel (Hotelling, 1931) in den Ressourcenpreisen und damit in den Stromerzeugungskosten bereits enthalten ist. Nach Hotelling enthalten die Preise knapper Ressourcen eine exponentiell ansteigende Faktorrente, also einen Knappheitszuschlag; der Verzehr nicht erneuerbarer Ressourcen muss daher als Kriterium nicht extra berücksichtigt werden, weil er im Kriterium ‚geringe Stromerzeugungskosten‘ bereits enthalten ist. .

Oft wird auch die Schaffung von Arbeitsplätzen als Kriterium genannt. In der Tat erfordert eine Technik mit hohen Erzeugungskosten einen hohen Arbeitsaufwand. Oft nicht erwähnt, aber dennoch zu berücksichtigen ist dabei jedoch der Budgeteffekt. Höherer Arbeitsaufwand und damit auch höhere Kosten führen zu höheren Strompreisen (und auch höheren Preisen stromintensiv produzierter Güter), das Budget der Stromkunden, das für andere Waren und Dienstleistungen als Strom und stromintensiv hergestellte Güter ausgegeben werden kann, wird daher reduziert, daraus resultiert ein Rückgang der Arbeitsplätze in allen Sektoren. Dieser Budgeteffekt liegt in der gleichen Größenordnung wie der direkte Zugewinn an Arbeitsplätzen, Arbeitsplatzeffekte müssen als Kriterium daher nicht berücksichtigt werden.

Somit besteht die oben skizzierte Aufgabe im Wesentlichen darin, aus den möglichen Stromerzeugungstechniken diejenigen herauszusuchen, die die genannten drei Kriterien am besten erfüllen. Leider steht jedoch keine Stromerzeugungsoption zur Verfügung, die bei jedem der drei genannten Kriterien die beste Zielerfüllung aufweist. Vorteile bei einem Kriterium müssen daher durch Nachteile bei mindestens einem anderen Kriterium erkauft werden.

Entscheidungen, bei denen Vor- und Nachteile gegeneinander abgewogen werden müssen, also multikriterielle Entscheidungen, stellen eine große Herausforderung für Menschen und damit auch die Politik dar. Dabei wird meist versucht, die Entscheidungsfindung zu vereinfachen, etwa indem nur die Erfüllung eines oder weniger Ziele, die man für besonders wichtig hält, betrachtet. Im Falle der Stromerzeugung tendiert die Politik derzeit dazu, bei Entscheidungen vereinfachend nur ein Kriterium, nämlich den Klimaschutz, in den Vordergrund zu stellen, daraus resultiert die Forderung, die Stromerzeugung langfristig ganz auf erneuerbare Energieträger umzustellen. Allerdings wird bei dieser Vorgehensweise nicht geprüft, inwieweit bei einzelnen erneuerbaren Energieträgern nicht die Nachteile, nämlich höhere Kosten und -bei einigen Formen der Biomassenutzung - höhere Umwelteinwirkungen, schwerer wiegen als die Vorteile beim Klimaschutz. Angebracht wäre vielmehr eine Abwägung der Zielerfüllungsgrade mit dem Ziel, die unter Berücksichtigung aller relevanten Kriterien besten Optionen auszuwählen. Im Folgenden wird eine Methode vorgestellt und angewandt, die eben dies zum Ziel hat.

Ermittelt werden die sogenannten ‚sozialen Kosten‘ von Stromerzeugungssystemen. Diese setzen sich zusammen aus den Stromerzeugungskosten ohne Steuern und Subventionen und den ‚externen‘ Kosten. Externe Kosten sind in Geldwert ausgedrückte externe Effekte. Externe Effekte sind alle im Zusammenhang mit der Nutzung einer Technik auftretenden negativen Effekte, deren Kosten nicht der Produzent oder Konsument, sondern dritte Personen oder die Allgemeinheit zu tragen haben. Zum Beispiel führt die Emission von Schadstoffen – natürlich bei Einhaltung der Emissionsgrenzwerte – zu Gesundheitsschäden, die nicht vom Stromerzeuger ersetzt werden.

Der Umbau des Stromerzeugungssystems benötigt Zeit, alte Kraftwerke werden nur nach und nach durch neue ersetzt. Gleichzeitig erfolgt eine zum Teil stürmische Weiterentwicklung der Stromerzeugungstechniken. Die Bewertung von Techniken sollte daher nicht nach dem derzeitigen Stand erfolgen, sondern Entwicklungspotentiale mit einbeziehen. Dies trifft nicht nur für erneuerbare Energieträger zu; auch die Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern hat noch erhebliches Entwicklungspotential. Im Folgenden wird daher eine Bewertung und Berechnung sozialer Kosten für weiterentwickelte Stromerzeugungssysteme, die 2025 in Betrieb gehen könnten, durchgeführt.

2. Stromerzeugungskosten

Stromerzeugungskosten enthalten alle Kosten, die der Stromerzeuger tragen muss; nicht eingeschlossen sind Steuern und Subventionen, da es sich hier aus gesellschaftlicher Sicht nur um einen Transfer von Geld (z.B. vom privaten Unternehmen zum Staat) handelt. Die Kosten für Investition, Betrieb, Wartung, Reparatur, Hilfsgütern, Beratung, Abriss und Abfallbeseitigung bzw. -lagerung sind enthalten. Ebenfalls enthalten sind ‚back-up‘ Kosten. Insbesondere erneuerbare Energien liefern Strom nicht unbedingt dann, wenn er nachgefragt wird, daher benötigt man Reserve- und Speicherkapazität. Dies wird berücksichtigt, indem zwei Stromerzeugungssysteme mit und ohne die bewertete Technik, die beide die gleiche Versorgungssicherheit (Ausfallwahrscheinlichkeit) aufweisen, verglichen werden. Die Differenzkosten, z.B. zur Bereitstellung von Reservekapazität, werden dann der bewerteten Technik angelastet.

Um die Kosten zukünftiger Techniken abzuschätzen, wird zum einen eine Trendanalyse durchgeführt, d. h. Kostenminderungen der Vergangenheit werden in die Zukunft fortgeschrieben. Außerdem wird mit einer technischen Analyse untersucht, ob es neue technologische Entwicklungen gibt (zum Beispiel die CO₂-Speicherung oder die IGCC-Technik bei Kohlekraftwerken), die die Kosten beeinflussen. Da die Abschätzung der zukünftigen Kosten je nach Technik relativ unsicher ist, wird eine mehr oder weniger große Unsicherheitsbandbreite angegeben.

Abbildung 1 zeigt ein Ergebnis der Berechnungen für Techniken, die im Jahr 2025 in Betrieb genommen werden. Braunkohle mit konventioneller Technik (mit Kondensationsdampfturbine) weist die niedrigsten Stromerzeugungskosten auf. Gleich danach kommt aber Braunkohle mit dem modernen IGCC-Prozess, bei dem die Kohle zu einem Brenngas vergast wird, das anschließend verbrannt wird. Strom wird in einem Kombiprozess mit Gas- und Dampfturbinen erzeugt. Nach Braunkohle folgt Steinkohle als nächstgünstigste Option. Setzt man CCS (carbon capture and storage) ein, speichert man also das bei der Verbrennung entstehende CO₂ größtenteils in Aquiferen oder ausgebeuteten Erdgaslagerstätten, so steigen die Stromerzeugungskosten der Kohlekraftwerke, bleiben aber immer noch unter den Kosten der meisten anderen Alternativen.

Kernenergie (EPR, dessen erster Prototyp der gerade in Finnland gebaute Reaktor ist, liegt in etwa auf gleichem Niveau wie ein Steinkohlekraftwerk. Entsprechend dem Zweck der Berechnung (zusätzliche Kosten eines weiteren Kraftwerks) enthalten die Kosten bei keiner der Optionen ‚sunk costs‘, also zum Beispiel bereits ausgegebene Kosten für Forschung und Entwicklung, da diese, selbst wenn ein Kraftwerk nicht gebaut wird, ja nicht

zurückgewonnen bzw. eingespart werden können. Die Versicherung ist bis zur gesetzlich vorgeschriebenen Höhe enthalten, ebenso Rückstellungen für die Endlagerung.

Es folgt die Wellenenergie, der bisher wenig Beachtung geschenkt wird, die sich aber unter Umständen zu einer kostengünstigen Möglichkeit zur Stromgewinnung entwickeln könnte. Erst jetzt folgen Erdgaskraftwerk, mit kombinierter Gas- und Dampfturbine, sowie off-shore Wind und Biomasse. Die Kosten für on-shore-Wind hängen stark von der mittleren Windgeschwindigkeit des Standorts ab; an günstigen Standorten sind sie etwas niedriger wie die von off-shore-Wind. In Deutschland produzierter Photovoltaikstrom ist auch 2025 noch die teuerste Option, um Strom zu produzieren.

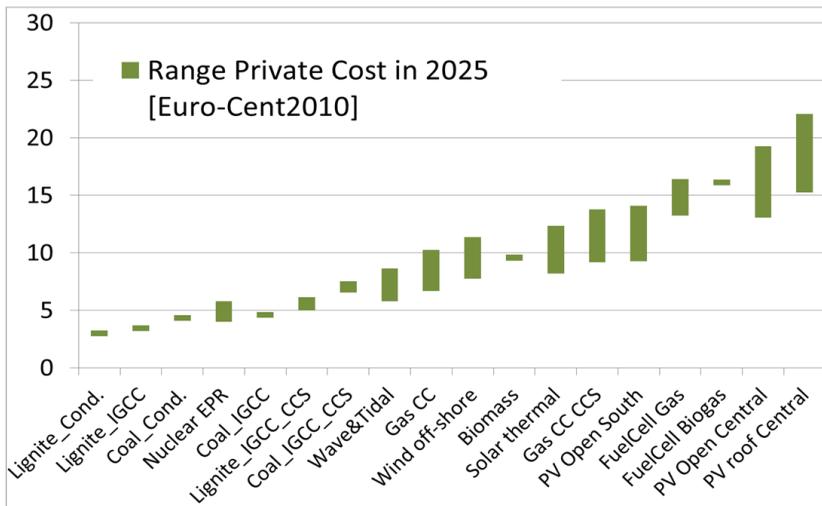


Abbildung 1: Stromerzeugungskosten verschiedener zukünftiger Stromerzeugungstechniken, einschließlich back-up-Kosten, Inbetriebnahme 2025, Standorte in Deutschland, außer bei: ‚solar thermal‘, ‚PV open South‘ mit Standorten in Mittelmeerranrainerländern, nuclear EPR; IGCC = integrated gasification combined cycle; CC = combined cycle; CCS = carbon capture and storage; EPR = evolutionary pressurized water reactor, PV = Photovoltaik, Solar thermal= Parabolrinnenkraftwerk.

3. Umwelt- und Gesundheitsschäden

Die Emissionen von Schadstoffen pro kWh lassen sich zwar ermitteln, sind aber schwer zu bewerten, weil sie nichts über die verursachten Schäden aussagen (wie schädlich ist die Emission von 300 kg SO₂ oder 2 t CO₂?). Bewertet werden können nur Nutzenverluste, also z. B. Materialschäden, Gesundheitsrisiken usw., nicht aber Umwelteinwirkungen. Daher muss zunächst abgeschätzt werden, welche Schäden und Risiken denn

durch die Emissionen von Stoffen verursacht werden. Hierzu wurde der Wirkungspfadansatz entwickelt (Abbildung 2). Dabei wird ausgehend von den Emissionen die Ausbreitung und chemische Umwandlung der emittierten Stoffe in den Umweltmedien modelliert. Es resultieren Konzentrationen und Deposition der Stoffe. Unter Verwendung von Konzentrations-Wirkungs-Beziehungen und Expositions-Wirkungs-Beziehungen werden anschließend Schäden und Risiken berechnet.

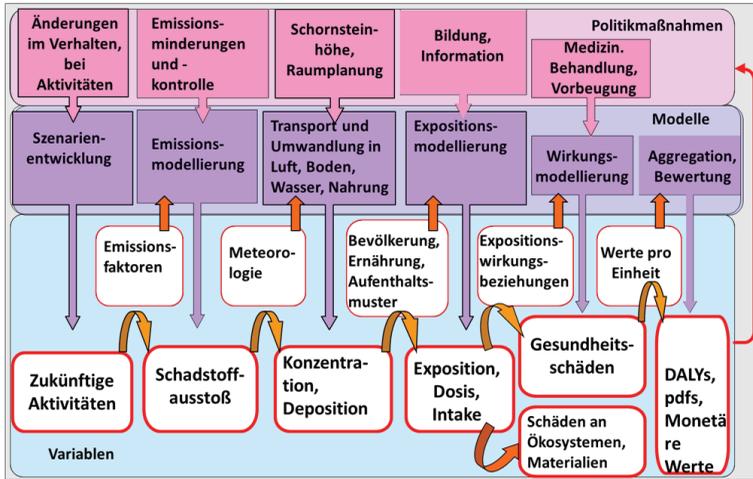


Abbildung 2: Wirkungspfadanalyse zur Ermittlung und Bewertung von Umwelt- und Gesundheitsschäden und externen Kosten durch Umwelteinwirkungen

Tabelle 1: Beispiele für Konzentrations-Wirkungs-Beziehungen

Endpunkt	CRF (95% CI)	Einheiten
Chronische Mortalität PM2.5		
Reduktion der Lebenserwartung (Altersgruppe über 30 Jahre alt)	651 (127; 1194)	YOLL per 10 µg/m ³ per 100 000 Menschen
Morbidität PM10		
Neue Fälle chronischer Bronchitis (Altersgruppe über 18 Jahre alt)	86 (8; 150)	Jährlich, per 10 µg/m ³ , per 100 000 Erwachsene über 18
Krankenhausaufnahmen wegen Erkrankungen der Atemwege	5,6 (4,3;6,2)	Jährlich, per 10 µg/m ³ , per 100 000 Menschen
Krankenhausaufnahmen wegen Herzerkrankungen	4.3 (2.2; 6.5)	Jährlich, per 10 µg/m ³ , per 100 000 Menschen

Tabelle 2: mit der Wirkungspfadanalyse betrachtete Wirkungspfade

	Schadstoff (primär und sekundär)	Schaden
Gesundheit: Mortalität	PM10, PM2.5; SO ₂ , Benzol, Benzo-a-Pyren, 1,3-Butadien, Dieselpart., Schwermetalle, radioaktive Substanzen, andere kanzerogene Subst., Lärm Unfallrisiken	Verminderte Lebenserwartung durch Kurz- und Langzeitexposition Mortalitätsrisiken durch Unfälle
Gesundheit: Morbidität	PM2.5, PM10, Ozon, SO ₂ , CO Benzol, Benzo-a-Pyren, 1,3-Butadien, Dieselpartikel, Schwermetalle, radioaktive Substanzen, andere kanzerogene Subst. Lärm Blei, Quecksilber	Krankenhausaufenthalte wegen Atemwegserkrankungen, Tage mit eingeschränkter Aktivität; Krankenhausaufnahmen wg. Herzerkrankungen, Krankenhausaufnahmen wegen cerebro-vascularer Erkrankungen, chronische Bronchitis, chronischer Husten bei Kindern, Hustentage bei Asthmatikern, u.a. Krebs Herzinfarkt, Angina pectoris, Bluthochdruck, Schlafstörungen IQ-Verlust bei Kleinkindern
Änderung der Biodiversität	Saure Deposition, Stickstoffdeposition	PDF (potentially disappeared fraction of species) durch Versauerung und Eutrophierung
Landw.Ertragsverluste	SO ₂ , Ozon Saure Deposition Deposition von N, S	Ertragsänderungen Zusätzliche Kalkung von Böden Düngeeffekte
Materialschäden	SO ₂ , Saure Deposition Ruß, Verbrennungspartikel	Korrosion von Stahl, Kalkstein, Mörtel, Sandstein, Lack, Putz, Zink. Verschmutzung von Gebäuden
Belästigung	Lärm	Belästigungswirkung

Der Zusammenhang zwischen Umwelteinwirkungen (Emissionen) und Schäden ist keineswegs linear, sondern hängt von Ort, Zeit und Höhe der Emission ab. So führt die Emission von Feinstaub in einem dicht besiedelten Gebiet wie etwa dem Ruhrgebiet bei geringer Windgeschwindigkeit zu weitaus höheren Gesundheitsrisiken als die Emission in einem dünn besiedelten Gebiet bei hoher Windgeschwindigkeit. Bodennahes Ozon in größeren Mengen entsteht nur, wenn die Sonne scheint. Die Entstehung von sekundärem

Feinstaub (Ammoniumnitrat) aus NO_x-Emissionen erfordert das Vorhandensein von Ammoniak, das durch landwirtschaftliche Aktivitäten (Düngung, Viehhaltung) entsteht.

Daher müssen komplexe Ausbreitungsmodelle eingesetzt werden, um aus Aktivitätsszenarien die Emissionen aller Sektoren und aus den Emissionen dann die Schadstoffkonzentrationen und Depositionen zu bestimmen. Diese wiederum sind Ausgangspunkt für die Berechnung von Schäden und Risiken. Zur Berechnung von Gesundheitsrisiken werden Konzentrations-Wirkungs-Beziehungen herangezogen, die aus den Ergebnissen epidemiologischer Studien abgeleitet werden. In Tabelle 1 sind beispielhaft einige dieser Beziehungen aufgeführt, darunter auch die, die die höchsten Gesundheitsschäden verursacht, nämlich die Reduzierung der Lebenserwartung durch die Langzeitexposition mit durchaus kleinen Konzentrationen an Feinstaub.

Tabelle 2 gibt einen Überblick über die als relevant ermittelten betrachteten Wirkungspfade, für die entsprechende Konzentrations-Wirkungs-Beziehungen vorhanden sind. Um die verschiedenen Krankheiten miteinander vergleichen zu können, können sie in DALYs (disability adjusted life years) umgerechnet. Dazu wird die Zahl der Krankheiten mit der Dauer (Bruchteil eines Jahres) und einem Faktor multipliziert, der den Schweregrad der Krankheit angibt.

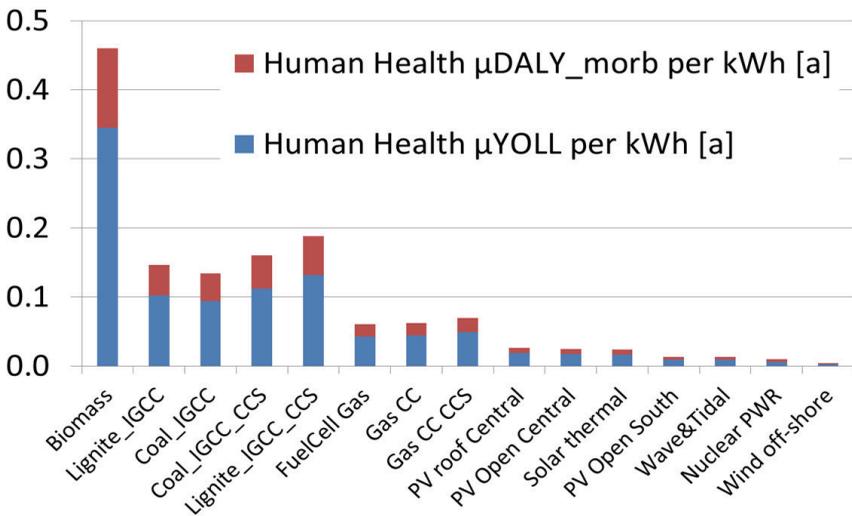


Abbildung 3: Gesundheitsrisiken pro erzeugter kWh bei verschiedenen 2025 in Betrieb gehenden Stromerzeugungsoptionen, ausgedrückt bei Krankheit in DALYs (disability adjusted life years), bei Todesfällen in Yoll (years of life lost), einschließlich der Risiken durch Emissionen vor- und nachgelagerter Prozesse und des Erwartungswertes von Risiken durch Unfälle; IGCC = integrated gasification combined cycle; CC = combined cycle; CCS = carbon capture and storage; Quelle: Preiss et al. (2010).

Berechnet man nun für die verschiedenen Stromerzeugungsoptionen die entstehenden Gesundheitsschäden, so ergeben sich die in Abbildung 3 gezeigten Ergebnisse.

Die geringsten Gesundheitsschäden pro kWh ergeben sich bei Windenergie, der Kernenergie (bei Bewertung von Unfällen mit dem Erwartungswert ohne Berücksichtigung von Risikoaversion, siehe unten) gefolgt von der Solarenergie. Wie erwartet weist Erdgas etwas schlechtere Werte auf, deutlich schlechter sind dann Stein- und Braunkohle. Als noch gesundheitsschädlicher erweist sich aber die Verbrennung von Biomasse in kleineren Feuerungen, hier wären durch Einsatz modernster Abgasreinigungstechniken zwar Verbesserungen möglich, die aber nicht gesetzlich vorgeschrieben sind. Um die Größenordnung der Schäden zu verdeutlichen, sei darauf hingewiesen dass die Erzeugung von 100 TWh/a durch Kohle in modernsten Anlagen etwa 13000 verlorene Lebensjahre verursacht, dies kann man näherungsweise mit ca 1300 vorzeitigen Todesfällen gleichsetzen.

Exkurs: Abschätzung des Unfallrisikos bei Kernkraftwerken:

Das Risiko eines Unfalls in einem Kernkraftwerk wird durch den entstehenden Schaden für verschiedene Unfallkategorien und durch die Häufigkeit des Auftretens dieser Kategorien charakterisiert.

Die entstehenden Schäden können mit verfügbaren Modellen berechnet werden; wichtige Schadenskategorien sind:

- 1) menschliche Gesundheit: Unmittelbare Todesfälle, latent tödliche Krebsfälle, nicht-tödliche Krebsfälle (z.B. Schilddrüsenkrebs), Erbgutschädigung.
- 2) Evakuierung und Langzeitsiedlung – Verlust von Lebensraum und Wirtschaftsfläche.

Bei einem Unfall mit hoher Freisetzung von radioaktiven Stoffen muss je nach Wetterlage eine Zone von 5 km bis zu 70 km um das Kernkraftwerk evakuiert werden. Eine Evakuierung erfolgt ab einer Dosis von 100 mSv/Woche, eine Umsiedlung ab 100 mSv/Jahr (eine Dosis von 100 mSv entspricht einer Häufigkeit von 0,005, an Krebs zu erkranken, d.h. 5 von 1000 Personen, die mit dieser Dosis bestrahlt werden, erkranken an Krebs).

- 3) Psychologische Effekte (Angst, Ungewissheit über Gesundheit und toxische Stoffe in Lebensmitteln, etc).

Die Schäden können bei der höchsten Schadenskategorie (INES Skala 7; vergleichbar mit Tschernobyl und Fukushima) in monetäre Werte umgerechnet 450 bis 1000 Milliarden € betragen, sind also sehr hoch.

Die Wahrscheinlichkeit des Auftretens von Unfällen wird mit sogenannten probabilistischen Sicherheitsanalysen (PSA) abgeschätzt. Für bestehende Kernkraftwerke weisen diese eine Häufigkeit von etwa 10^{-7} bis 10^{-8} /(Jahr und Anlage) für einen Unfall mit sehr hoher Freisetzung (INES 6 und 7) aus. Für den neuentwickelten zukünftig gebauten EPR wird eine reduzierte Häufigkeit von nur noch 10^{-10} /(Jahr und Anlage) geschätzt.

Es wird jedoch teilweise bezweifelt, ob die PSA wirklich alle möglichen Unfallabläufe berücksichtigt haben. Einen empirisch ermittelten Wert erhält man, indem man die Zahl der

Unfälle mit hoher Freisetzung (Tschernobyl und Fukushima) durch die Zahl der bisherigen Reaktorjahre teilt. Es ergibt sich ein Wert von $1,5 * 10^{-4}$ pro Reaktor und Jahr ($4 * 10^{-5}$ bis $5,5 * 10^{-4}$). Betrachtet man nur die als sicherer eingeschätzten Reaktoren aus Europa, Nordamerika und Japan (ohne Tschernobyl), beträgt der Wert $1 * 10^{-4}$ pro Reaktor und Jahr. Dabei ist zu berücksichtigen, dass Unfallabläufe wie in Tschernobyl und Fukushima in deutschen Kernkraftwerken aus technischen Gründen und auch wegen des fehlenden Tsunamirisikos so nicht auftreten können.

Mit den genannten Zahlen lassen sich Erwartungswerte des Schadens abschätzen (Risiko pro erzeugter kWh = Schaden * Häufigkeit/erzeugte kWh pro Jahr = Erwartungswert des Schadens):

- Risiko mit Häufigkeit nach PSA: $(0,45 \text{ bis } 1 * 10^{12} \text{ €}) * (10^{-7} / \text{a} - 10^{-8} / \text{a}) / (9,4 * 10^9 \text{ kWh/a}) = 0,000021 - 0,00000027 \text{ €/kWh}$, für den EPR sind die Werte um den Faktor 100 kleiner;
- Risiko mit statistischer Häufigkeit: $(0,45 \text{ bis } 1 * 10^{12} \text{ €}) * (10^{-4} / \text{a}) / (9,4 * 10^9 \text{ kWh/a}) = 0,01 - 0,005 \text{ €/kWh}$.

Der Erwartungswert des Schadens durch Kernkraftwerksunfälle ist daher sehr klein. Die Ablehnung der Kernenergie durch einen großen Teil der deutschen Bevölkerung kann durch die Aversion gegenüber „Damoklesrisiken“ erklärt werden. Ein hoher Schaden selbst bei sehr niedriger Häufigkeit und/oder ein angstmachendes Ereignis mit hohem potentiellen Schaden und sehr geringer oder ungewisser Häufigkeit, also ein „Damoklesrisiko“, wird als schlimmer bewertet als das gleiche Risiko mit geringerem Schaden und größerer Häufigkeit.

Zurzeit gibt es in Deutschland noch keinen Vorschlag zur quantitativen Bewertung von „Damoklesrisiken“ in Deutschland. Es ist daher für jeden Fall eine Einzelentscheidung zu treffen, ob das Risiko tolerierbar ist. In Deutschland ist der Bau neuer Kernkraftwerke verboten, dies kann als Entscheidung, das Risiko langfristig nicht zu akzeptieren, interpretiert werden. Dies führt zwar zu einer Verringerung von sozialen Risiken („Damoklesrisiken“), aber auch zu einer Erhöhung der Summe individueller Gesundheitsrisiken und höheren negativen ökonomischen und sozialen Folgen.

4. Bewertung von Gesundheits- und Umweltschäden

Somit sind die Gesundheitsschäden ermittelt, es bleibt aber noch die Frage, wie denn die Gesundheitsrisiken gegen die Kosten abgewogen werden können. Dabei ist in einem ersten Schritt zu ermitteln, ob die Gesundheitsrisiken nicht so hoch sind, dass sie auf jeden Fall vermieden werden sollen. Denn es ist klar, dass eine ernste Krankheit oder ein vorzeitiger Todesfall, der mit Sicherheit oder hoher Wahrscheinlichkeit verursacht wird, auf keinen Fall toleriert wird. Dagegen sind wir durchaus bereit, kleine Risiken, zum Beispiel bei der Teilnahme im Verkehr, in Kauf zu nehmen, wenn wir dadurch einen Vorteil haben (im Beispiel also zur Arbeitsstelle zu kommen). Wo aber liegt die Grenze, ab der eine Abwägung stattfinden kann? In Deutschland gibt es nur für berufliche Risiken einen Zielwert (der Arbeitsausschuss für Gefahrstoffe empfiehlt ein individuelles Risiko in Höhe von $10^{-4}/\text{a}$ nicht zu überschreiten). Für die Bevölkerung existieren nur in den Niederlanden ein Grenzwert und in Großbritannien eine Empfehlung, beide Male von $10^{-5}/\text{a}$ für einen Todesfall. Solch hohe Risiken werden aber durch die in Deutschland geltenden Grenzwerte

verhindert, alle berechneten individuellen Gesundheitsrisiken sind deutlich geringer. Somit kann eine Abwägung stattfinden. Da es kein Naturgesetz gibt, das Krankheiten mit Kosten gleichsetzt, ist die einzige Möglichkeit, die Präferenzen der betroffenen (vorher informierten) Bevölkerung zu messen und als Maßstab heranzuziehen. Hierfür stehen zahlreiche Methoden zur Verfügung. So kann man Präferenzen durch Beobachtung der Handlungen von Personen bestimmen (revealed preferences), oder man kann Befragungen durchführen (stated preferences). Zum Beispiel kann nach der Zahlungsbereitschaft zur Vermeidung eines Risikos gefragt werden, oder man gibt zwei fiktive Entscheidungssituationen vor, die sich in zwei Eigenschaften unterscheiden, und fragt nach der vom Befragten bevorzugten Variante. Diese Fragen werden dann mit Varianten wiederholt.

Im Allgemeinen ist es aber nicht erforderlich, bei jeder neuen Entscheidung die Präferenzen neu zu bestimmen. Vielmehr greift man auf die Ergebnisse der bereits existierenden Tausenden von Studien zu, die Präferenzen ermittelt haben, und rechnet mit Hilfe eines ‚benefit transfers‘ die Ergebnisse der Studien in Werte um, die für die eigene Analyse verwendet werden kann. Tabelle 3 zeigt einige der so mit einer Metastudie ermittelten monetären Werte. Der Wert 60 000 € pro verlorenem Lebensjahr bedeutet dabei nicht, dass ein Lebensjahr 60 000 €, ‚wert‘ ist, vielmehr ist die Bevölkerung bereit, im Durchschnitt $10^{-6} * 60000$ Euro = 6 Cent auszugeben, um ein Risiko von 10^{-6} , ein Lebensjahr zu verlieren, zu vermeiden.

Tabelle 3: Beispiele für monetäre Werte von Gesundheitsschäden

Health End-Point	Low	Central	High	
Increased mortality risk – VSLacute (value of a statistical life)	1,121,433	1,121,433	5,607,164	Euro/VSL
Life expectancy reduction - Value of Life Years chronic	37,500	60,000	215,000	Euro /YOLL
Increased mortality risk - infants	1,120,000	2,475,000	11,200,000	Euro/case
Sleep disturbance	480	1,240	1,570	Euro/year
Hypertension	880	950	1,110	Euro/year
Acute myocardial infarction	4,675	86,200	436,200	Euro/case
Lung cancer	69,080	719,212	4,187,879	Euro/case
Leukaemia	2,045,493	3,974,358	7,114,370	Euro/case
Neuro-development disorders	4,486	14,952	32,895	Euro/case

Schäden an Ökosystemen werden ebenfalls mit dem Wirkungspfadansatz ermittelt und dann durch Umrechnung in sogenannte ‚pdfs‘ aggregiert. Pdfs heißt „potentially disappeared fraction of species“ und gibt an, welcher Anteil der Arten, die auf einer natürlich belassenen Fläche vorhanden wäre, durch den menschlichen Einfluss, insbesondere durch Versiegelung, Versauerung und Eutrophierung, verschwunden ist. Auch hier dienen Zahlungsbereitschaftsanalysen dazu, die pdfs in monetäre Werte umzurechnen.

5. Bewertung von Treibhausgasemissionen

Auch für die Bewertung von Treibhausgasen kann der im vorhergehenden Kapitel beschriebene Wirkungspfadansatz gewählt werden, das heißt, dass zunächst die Änderung der Strahlungsbilanz und die daraus folgenden Klimaänderungen abgeschätzt werden müssen. Anschließend müssen die Schäden abgeschätzt werden, die sich aus der Klimaänderung ergeben. Aufgrund des globalen Temperaturanstiegs kommt es zu einem Anstieg des Meeresspiegels, der zu Landverlusten oder zusätzlichen Kosten beim Küstenschutz führt. Weitere Folgen können der Verlust küstennaher Ökosysteme oder verstärkte Migrationsbewegungen der Bevölkerung kleiner Inseln und tiefliegender Küstengebiete. Extreme Wetterereignisse wie Hitzewellen, Dürren und Stürmen werden vermutlich zunehmen. Die Auswirkungen auf die Nahrungsmittelproduktion und die Landwirtschaft sind regional sehr unterschiedlich und werden durch Änderung der Temperatur und des Niederschlags beeinflusst. Durch Hitzewellen kann es verstärkt zu Herz-Kreislauferkrankungen oder Asthma kommen, andererseits reduzieren verminderte Kälteperioden Todesfälle. Infektionskrankheiten, die durch Vektoren (z. B. Mücken, Zecken, Fliegen) übertragen werden, z. B. Malaria, Dengue-Fieber oder Hirnhautentzündung, könnten zunehmen. Durch die Änderung des Klimas könnte die Biodiversität reduziert werden, weil die Klimaänderung für einige Arten möglicherweise zu schnell erfolgt.

Diskutiert wird zudem, dass singuläre, nicht vorhergesehene Ereignisse, wie z.B. der Zusammenbruch oder die Abschwächung der thermohalinen Zirkulation oder die Freisetzung großer Mengen Methan aus Methanhydratvorkommen, unvorhersehbare Auswirkungen haben könnten.

Es gibt einige wenige Modelle, die Schäden und Schadenskosten des Treibhauseffekts systematisch abschätzen, insbesondere FUND (www.fund-model.org), DICE (Nordhaus, 2007) und PAGE (Hope, 2006). Die mit diesen Modellen vorgenommenen Abschätzungen der Schäden durch Klimaänderungen weisen jedoch hohe Bandbreiten auf. Zum Beispiel werden für die marginalen Schadenskosten einer t CO₂ mit FUND Werte zwischen 5 und 3000 €/t berechnet. Dies liegt weniger an unterschiedlichen Einschätzungen, welche und wie viele Schäden entstehen, sondern vielmehr an der Wahl zweier ökonomischer Parameterwerte.

Zum einen ist die Diskontrate entscheidend, mit der zukünftige Schäden in das Jahr der Emission abgezinst werden. Schäden durch eine t jetzt emittiertem CO₂ können auch in 200 Jahren noch Schäden verursachen. Je höher die Diskontrate, umso geringer ist der Gegenwartswert zukünftiger Schäden und umgekehrt.

Zweitens ist entscheidend, ob Schäden in unterschiedlichen Ländern je nach Einkommen unterschiedlich bewertet werden. Das Standardvorgehen bei der Monetarisierung von Schäden ist, dass die Zahlungsbereitschaft zur Vermeidung eines

Schadens in dem Land, in dem der Schaden auftritt, für die monetäre Bewertung des Schadens gewählt wird. Im Falle des Treibhauseffekts treten die meisten und gravierendsten Schäden aber in den weniger entwickelten Ländern (z. B. in Afrika) auf, obwohl die meisten Treibhausgasemissionen in OECD-Ländern und China emittiert werden. Die durch den Treibhauseffekt entstehenden Schäden werden dadurch geringer bewertet als ähnliche Schäden, die in Deutschland entstehen. Dies wird teilweise als ungerecht bewertet; und es wird vorgeschlagen, die in Entwicklungsländern entstehenden, von Deutschland verursachten Schäden so zu bewerten, als ob sie in Deutschland auftreten würden.

Zwar könnte die Wertebandbreite dadurch reduziert werden, dass sich die Gesellschaft auf die für die Bewertung heranzuziehenden Parameterwerte im Rahmen einer Konvention einigt. Solange dies noch nicht erfolgt ist, sind die Ergebnisse wegen der großen Bandbreite wenig brauchbar.

Daher wird hier ein Vermeidungskostenansatz zur Bewertung von Treibhausgasemissionen gewählt. Dabei geht man von einem Ziel aus, auf das sich die Gesellschaft geeinigt hat, und berechnet die marginalen Vermeidungskosten zur Erreichung dieses Ziels. Bewertet man die Emissionen bei Entscheidungen mit diesen marginalen Vermeidungskosten, so wird offenbar gerade das Ziel effizient erreicht. Das vereinbarte Ziel wird dabei nicht überprüft oder in Frage gestellt.

Für die Analyse werden zwei unterschiedlich stringente Klimaschutzziele ausgewählt.

- Für das Klimaschutzziel **20%+** wird das Ziel der EU herangezogen das eine Minderung der Treibhausgase um 20% von 1990 bis 2020 erfordert; Für die Zeit nach 2020 werden weitergehende Minderungen eingesetzt, und zwar so, dass die Grenzvermeidungskosten um 3%/a ansteigen.
- Das **2° max** - Ziel beschreibt die – allerdings nicht verbindliche - Vorgabe der Bundesregierung. Danach soll – im Rahmen einer internationalen Klimaschutzvereinbarung – verhindert werden, dass die durchschnittliche Temperatur der Erdoberfläche um mehr als 2° ansteigt. Für die EU bedeutet dies nach Modellrechnungen eine Reduzierung der Treibhausgasemissionen um 75% von 1990 bis 2050, für Deutschland bis zu 85%.

Um die Grenzvermeidungskosten für die beiden Klimaschutzziele zu bestimmen, wird auf ein Metamodell von Kuik et al. (2009) zurückgegriffen; dieser hat zahlreiche Studien über Vermeidungskosten ausgewertet. Das Ergebnis zeigt Tabelle 4.

Table. 4: Marginale Vermeidungskosten pro $t_{CO_2\text{-eq}}$ zur Erreichung zweier Klimaschutzziele

Marginale Vermeidungskosten [Euro ₂₀₁₀ pro t CO ₂ eq]	2010	2015	2025	2035	2045	2050
Szenario						
20%plus	26	30	36	42	74	87
2° max	36	46	73	119	194	250

Die marginalen Vermeidungskosten steigen an, bis 2050 auf 87 € pro t im moderaten und auf 250 € im ambitionierten Klimaschutzszenario.

6. Externe Kosten von Stromerzeugungstechniken

Mit den Ergebnissen aus Kapitel 3,4 und 5 lassen sich die externen Kosten verschiedener Stromerzeugungssysteme berechnen. Das Ergebnis zeigt Abb 4 für das Jahr 2025 und das moderate Klimaschutzszenario 20%+ (verwendet wurden demnach 36 €/t CO₂).

Die Ergebnisse sind zunächst wenig überraschend. Wind-, Wellen- und Solarenergie sowie Kernenergie (bei Verwendung des Erwartungswertes der Schäden ohne Risikoaversion) weisen geringe externe Kosten auf. Erdgas ohne CCS liegt etwa gleichauf mit Kohle mit CCS. Und Kohle ohne CCS weist trotz modernster Technik die höchsten Umweltauswirkungen auf. Überraschenderweise schneidet aber die Biomasseverbrennung in kleinen Anlagen ähnlich schlecht ab wie die Kohle. Zu erwähnen ist auch, dass die externen Kosten von Kohlestrom in der gleichen Größenordnung wie die Stromerzeugungskosten liegen.

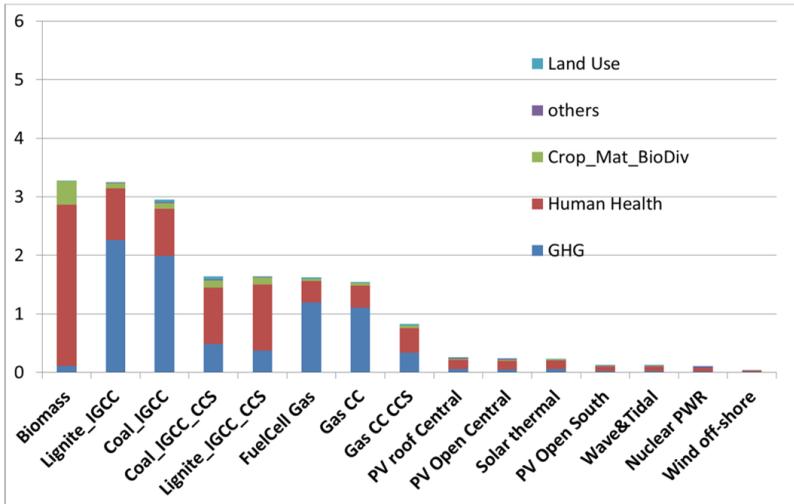


Abbildung 4: externe Kosten von Stromerzeugungstechniken nach Schadenskategorien für neue Kraftwerke (Inbetriebnahme 2025). Bewertung von CO₂-Emissionen mit 36€/t; Standorte in Deutschland, außer: PV South und solar thermal in Mittelmeerländern, Nuclear PWR in Ländern, die den Zubau von Kernkraftwerken gestatten; Risikoaversion und Risiken durch Terrorismus nicht berücksichtigt; mögliche Risiken der CO₂-Speicherung nicht berücksichtigt; crop_mat_biodiv = Ernte-, Materialschäden und Verringerung der Biodiversität, GHG = greenhouse gases; Quelle: Preiss et al. 2010.

Will man das ambitioniertere 2° Ziel erreichen, so verdoppeln sich die marginalen CO₂-Vermeidungskosten 2025 auf 72€. Dies bedeutet vor allem für fossile Kraftwerke eine deutliche Erhöhung der externen Kosten. Erdgas schneidet jetzt schlechter ab als Kohle mit CCS, Kohle ohne CCS weist die weitaus höchsten Kosten von über 5 Cent pro kWh auf.

In den oben dargestellten externen Kosten sind Risiken bei der Speicherung von CO₂ nicht enthalten, da Untersuchungen hierzu noch kaum vorliegen. Auch könnte es Probleme mit der Akzeptanz geben. Es sei aber erwähnt, dass notfalls auch Speicher in der Nordsee in Frage kämen, die vermutlich nicht auf Akzeptanzprobleme stoßen würden, aber mit etwas höheren Transportkosten verbunden wären.

7. Soziale Kosten von Stromerzeugungssystemen

Addiert man die Stromerzeugungskosten aus Kap. 2 und die externen Kosten aus Kap. 6, so erhält man die sozialen Kosten. Diese sind ein Maß für die Vorteilhaftigkeit einer Technik aus gesellschaftlicher Sicht unter Berücksichtigung der Kriterien Umwelt- und Gesundheitsschutz, Klimaschutz und Kostenminderung. Abbildung 5 zeigt das Ergebnis für 2025 und das moderate Klimaschutzziel 20plus.

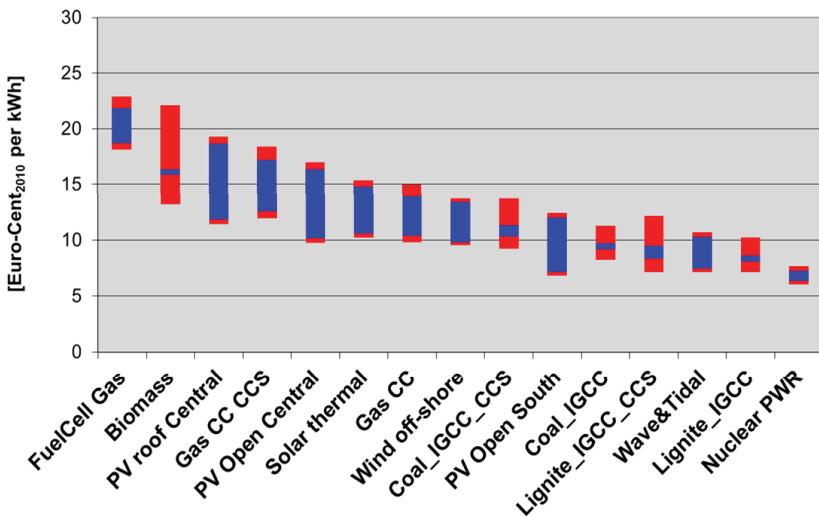


Abbildung 5: soziale Kosten von Stromerzeugungstechniken, Inbetriebnahme 2025, **Klimaschutzziel 20plus**; blauer Balkenteil: Bandbreite der Stromerzeugungskosten plus durchschn. externe Kosten; roter Balken: Bandbreite der sozialen Kosten; Abkürzungen siehe Abbildung 1, Kernenergieunfälle sind mit Erwartungswert des Schadens bewertet, Risiken durch Terrorismus und CO₂-Speicherung sind nicht berücksichtigt. *Quelle:* Preiss et al. 2010.

In den Abbildungen 5 und 6 ist zusätzlich noch eine Unsicherheitsbandbreite angegeben. Bei den Umwelt- und Gesundheitsschäden beruht diese auf einer statistischen Fehleranalyse, die Bandbreite der Stromerzeugungskosten resultiert aus einer Variation wichtiger Eingangsparameter.

Zunächst schneidet der Import von Kernenergiestrom aus Nachbarländern mit Kernenergie sehr gut ab, dabei ist eine mögliche Risikoaversion nicht berücksichtigt. Überraschenderweise weist dann –von allen im Inland zuzubauenden Möglichkeiten - das IGCC-Braunkohlekraftwerk trotz der hohen externen Kosten die geringsten sozialen Kosten auf. Dies bedeutet, dass, wenn man die unabhängig von der Entscheidungssituation gemessenen Präferenzen der Bevölkerung heranzieht, die relativ hohen Umwelt-, Gesundheits-, und Klimaschäden durch die Vorteile niedriger Stromerzeugungskosten mehr als kompensiert werden. Fast gleichauf liegen die Wellenenergie und die Braunkohle mit CCS. Es folgen die Steinkohle ohne und mit CCS und off-shore-Wind. Solarenergie, ob als Photovoltaikanlage oder als thermisches Solarkraftwerk kann unter günstigen Bedingungen aufschließen, allerdings in Mittelmeerländern. In Deutschland landet Photovoltaikstrom auch 2025 noch in der Rangfolge sozialer Kosten ganz hinten.

Will man mehr Klimaschutz betreiben, so ergeben sich die in Abbildung 6 gezeigten sozialen Kosten.

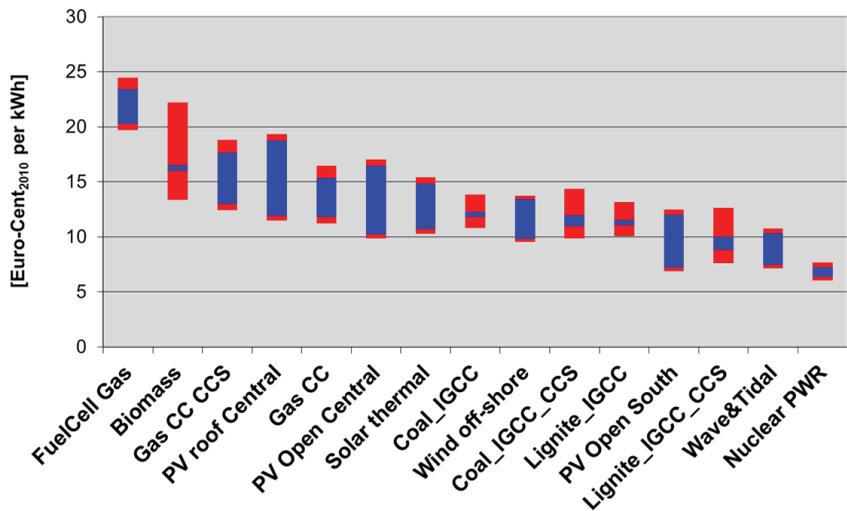


Abbildung 6: soziale Kosten von Stromerzeugungstechniken, Inbetriebnahme 2025, **Klimaschutzziel 2°**; blauer Balkenteil: Bandbreite der Stromerzeugungskosten plus durchschn. externe Kosten; roter Balken: Bandbreite der sozialen Kosten, Abkürzungen siehe Abbildung 1. Kernenergieunfälle sind mit Erwartungswert des Schadens bewertet; Risiken durch Terrorismus und CO₂-Speicherung sind nicht berücksichtigt; Quelle: Preiss et al. 2010.

Bei Kohle liegen jetzt die Varianten mit CCS vor denen ohne CCS, bei Gas dagegen ist die Variante ohne CCS besser. Nach wie vor weist die Solarenergie in Deutschland mit die höchsten sozialen Kosten auf.

Nicht alle möglichen Stromerzeugungsoptionen sind in den Abbildung 7 und 8 aufgeführt. Der Bau neuer Kernkraftwerke ist in Deutschland verboten, allerdings lässt sich der Import kostengünstigen Kernenergiestroms aus dem benachbarten Ausland wohl nicht unterbinden. Größere Laufwasserkraftwerke weisen geringe soziale Kosten auf, allerdings ist das Potential für einen weiteren Ausbau sehr begrenzt. On-shore-Wind weist an windreicheren Standorten geringere soziale Kosten aus als off-shore-Wind, allerdings sind die günstigsten Standorte häufig schon genutzt; zudem treten teilweise Akzeptanzprobleme auf. Das Potential der Abfallverbrennung ist weitgehend ausgeschöpft, die Stromerzeugung aus Biogas ist mit höheren sozialen Kosten verbunden. Günstiger ist die Verbrennung von Biomasse in größeren Feuerungen, zum Beispiel auch in Mischfeuerungen.

Beim Neubau von Kraftwerken sind die Restriktionen hinsichtlich Potential und Zubaukapazität zu beachten. Außerdem gilt es, ein ausreichendes Maß an Versorgungssicherheit durch Bau von Speichern, Ausbau der Netze und Vorhaltung von Reservekapazität aufrecht zu erhalten. Die Zusammensetzung eines optimalen Stromerzeugungssystems unter Verwendung der hier vorgestellten Ergebnisse kann mit Energiemodellen, zum Beispiel TIMES, berechnet werden.

8. Schlussfolgerungen

Der Kernenergieimport aus Ländern, die Kernenergie für akzeptierbar halten, weist sehr geringe soziale Kosten auf. Zwar will die Bundesrepublik diesen Import verhindern, allerdings ist unklar, auf welchem Weg dies erfolgen kann.

Von den verbleibenden Alternativen sind Laufwasser, gefolgt von Braunkohle, Wind, evtl. Wellenenergie und Steinkohle die Optionen mit den niedrigsten sozialen Kosten. Aber: das Potential von Wind und Laufwasser ist begrenzt; Wind und Wellenenergie benötigen Reserve- oder Speicherkapazität, on-shore Wind ist nicht überall akzeptiert..

Vor allem Braunkohle stellt sich daher als günstig heraus. Mit CCS (CO₂-Speicherung), wenn

- das '2°'-Klimaschutzziel erreicht werden soll und
- Kosten für CO₂-Transport und Speicherung den Erwartungen entsprechen und die technischen und Umweltrisiken gering sind.

Allerdings sind auch die günstigen CCS-Lagerstätten begrenzt. Soweit on-shore-CCS auf Akzeptanzprobleme stößt, käme u.U. eine off-shore Speicherung in Betracht.

Erdgas wird Kohle nur ersetzen, wenn die Erdgaspreise moderat bleiben; dann zunächst auch ohne CCS. Ein gewisses Potential für Erdgas besteht bei kleineren Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (z. B. bei Stadtwerken).

Biomasse hat relativ hohe externe und soziale Kosten. Am günstigsten ist noch die Verbrennung von Rest- und Abfallstoffen in großen Feuerungen. Allerdings wird die Biomasse eher in anderen Sektoren (z. B. Verkehr) zur CO₂-Minderung benötigt.

Stromerzeugung mit Sonnenenergie in Deutschland weist mindestens bis 2030 mit die höchsten sozialen Kosten auf. Nach Kohle und Gas könnte die solare Stromerzeugung in Mittelmeerländern eine weitere Option sein; vor allem, wenn große Treibhausgasreduzierungen erreicht werden sollen und CCS nicht günstig oder sicher zur Verfügung steht.

Weitere Informationen zu Methodik und Ergebnissen finden sich auf www.externe.info und www.needs-project.org.

Literatur:

- Bickel, Friedrich, 2005: P. Bickel, R. Friedrich (eds.), Externalities of Energy, Methodology 2005 update, Luxembourg: European Commission, 2005; available at www.externe.info
- Friedrich, 2011: R. Friedrich: Soziale Kosten von Stromerzeugungssystemen; ifo Schnelldienst 18, 2011, pp 21-29
- Hope, 2006: C. Hope, The marginal impact of CO₂ from PAGE2002: an integrated assessment model incorporating the IPCC's five reasons for concern, Integrated Assessment 6 (2006), p. 1, 2006
- Hotelling, 1931: Hotelling, H. : The Economics of Exhaustible Resources. J. Polit. Econ., Vol. 39:137-175
- Kuik et al., 2009: O. Kuik, L. Brander, R. Tol, Marginal abatement costs of greenhouse gas emissions: A meta-analysis, Energy Policy 37, S. 1395–1403, 2009, doi:10.1016/j.enpol.2008.11.040, 2009
- Nordhaus, 2007: W. Nordhaus, The Challenge of Global Warming: Economic Models and Environmental Policy, New Haven, 2007
- Preiss et al. (2010): P. Preiss, R. Friedrich et al: social costs of electricity generation, results from the CASES project, www.feem-project.net/cases

Prof. Dr.-Ing. Rainer Friedrich
Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung
Abtlg. Technikfolgenabschätzung und Umwelt
Universität Stuttgart
Heßbrühlstr. 49a
D-70565 Stuttgart

Deutsche Physikalische Gesellschaft Φ DPG

Arbeitskreis Energie



Energie

Perspektiven und Technologien

Vorträge auf der DPG-Frühjahrstagung in Dresden 2011

Herausgegeben von Hardo Bruhns

Energie

Perspektiven und Technologien

Vorträge auf der DPG-Frühjahrstagung in Dresden 2011

Arbeitskreis Energie in der Deutschen Physikalischen Gesellschaft

Herausgegeben von Hardo Bruhns

Bad Honnef, April 2012

Frühjahrstagung des Arbeitskreises Energie
in der Deutschen Physikalischen Gesellschaft
Dresden, 13. bis 16. März 2011

Hauptvorträge

Inhaltsverzeichnis

Einleitung.....	7
Übersicht über die Fachsitzungen.....	8
Abstracts aller Vorträge.....	9
Electrolytes in lithium-ion batteries: state of the art and future trend (presented by A. Balducci).....	27
Das Energiekonzept der Bundesregierung und andere Optionen für die Energiezukunft Deutschlands (vorgetragen von M. Popp).....	37
Vergleichende Bewertung von Stromerzeugungssystemen (vorgetragen von R. Friedrich).....	47
Endlagerung von hochradioaktiven Abfällen - internationaler Stand und Perspektiven (vorgetragen von H. Geckeis).....	64
Nuclear Waste Transmutation: Status and Perspectives for Accelerator Driven Systems (ADS) in Europe (presented by A. C. Mueller).....	81
Der Stellarator - Ein alternatives Einschlusskonzept für ein Fusionskraftwerk (vorgetragen von R. Wolf).....	97
Production and conversion of liquid fuels and hydrogen from biomass and natural gas using microreactor technology (presented by P. Pfeifer).....	105
Physik der Windparkoptimierung (vorgetragen von S. Emeis).....	120

Geothermie für Grundlaststrom und Wärmeversorgung - internationale Nutzung, Potenzial, technologische Entwicklungen (vorgetragen von D. Bruhn).....	130
Einsatz großer Wärmepumpen im Industrie- und Gewerbebau (vorgetragen von R. Grimm)	140
Anforderungen an einen Wärmepumpentarif zur Überwindung diskriminierender Steuern und Abgaben beim thermodynamisch optimierten Heizen (vorgetragen von G. Luther).....	151
Clean Power from Deserts (presented by M. Düren).....	164
Hochkonzentrierende Photovoltaik: Stand der Entwicklungen und Perspektiven (vorgetragen von A. Bett)	182
Das Aufwindkraftwerk – Funktionsweise und aktueller Stand (vorgetragen von G. Weinrebe)	200

Direkter Link zum AKE - Archiv:

<http://www.uni-saarland.de/fak7/fze/index.htm>

Direkter Link zum AKE - Archiv, Tagung 2011 -Dresden:

http://www.uni-saarland.de/fak7/fze/AKE_Archiv/DPG2011-AKE_Dresden/Links_DPG2011.htm

Der vorliegende Band fasst schriftliche Ausarbeitungen der Hauptvorträge der AKE Tagung des Jahres 2011 in Dresden zusammen. Leider ist es nicht gelungen, von allen Vortragenden Manuskripte zu erhalten. Die Präsentationsfolien der Hauptvorträge können auf der Webseite des Arbeitskreises über:

<http://www.dpg-physik.de/dpg/organisation/fachlich/ake.html>

(von dort gelangt man zum Archiv des AKE) eingesehen werden. Allen, die zu diesem Sammelband beigetragen haben, sei an dieser Stelle sehr herzlich gedankt.