

Wuppertal Institut
für Klima, Umwelt, Energie
GmbH

Kernenergie im energiepolitischen Zieldreieck von Klimaschutz, Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit

**Abschaltung der Kernkraftwerke als
wirtschaftliche und klimapolitische Chance
für ein nachhaltiges Energiesystem**

Fact Sheet

Wuppertal,
März 2007

**Aufbauend auf einer Arbeit des Wuppertal Instituts
im Auftrag des BMU bearbeitet von:**

Dipl.-Phys. Stefan Thomas (Koordination)

Dr. Manfred Fishedick

Dr. Wolfgang Irrek (Endredaktion)

Dipl.-Geogr. Stefan Lechtenböhmer

Prof. Dr. Peter Henicke

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH

Döppersberg 19

42103 Wuppertal

Tel. 0202/2492-0

Fax 0202/2492-108

Email: info@wupperinst.org

Homepage: www.wupperinst.org

Inhalt

Zusammenfassung	III
1 Einleitung	1
2 KLIMASCHUTZ: CO₂-Emissionen der Kernenergie im Systemzusammenhang	3
3 VERSORGUNGSSICHERHEIT: Besteht die Gefahr einer „Stromlücke“?	8
4 WIRTSCHAFTLICHKEIT / WETTBEWERBSFÄHIGKEIT	10
4.1 Effekt der Kernenergie auf die Strompreise	10
4.2 Die „wahren“ Kosten der Kernenergie	11
5 Literatur	14
Anhang 1: Abschätzung von Restlaufzeiten	16
Anhang 2: Stromgestehungskosten und Zusatzgewinne der Kernkraftwerksbetreiber bei einer Laufzeitverlängerung	17
Anhang 3: Kosten neuer Kernkraftwerke im Vergleich mit Alternativen	18

Zusammenfassung

NUKLEARE RISIKEN – KERNFRAGE DER KERNENERGIENUTZUNG

- Die **Kernfrage** zur Nutzung der Kernenergie lautet noch immer: Will die Politik und will die Gesellschaft die **Risiken** der Kernenergienutzung entlang der gesamten Prozesskette, von der Urangewinnung und -aufbereitung über die Brennelementeherstellung und Stromproduktion bis hin zu Rückbau und Entsorgung, sowie die Proliferations- und Terrorrisiken weiter in Kauf nehmen oder nicht?

KLIMASCHUTZ

- **CO₂-arme Alternativen zur Kernenergie sind in hinreichendem Maße vorhanden.** Szenarioanalysen der gesamtsystemaren Zusammenhänge zeigen: Mit einer konsequenten Förderung der Endenergie- und Umwandlungseffizienz sowie mit dem Mix aus Erneuerbaren Energien können auch ohne die Kernenergie bereits kurz- und erst recht mittel- und langfristig geringere CO₂-Emissionen realisiert werden, als mit einer Fortsetzung des bisherigen, auf großen Kernkraft-, Kohle- und Gaskraftwerken basierenden Systems. Eine Umsetzung von Klimaschutz ohne Kernenergie erfordert aber **Veränderungswillen**.
- Wenn die derzeit geplanten fossilen Ersatzkraftwerke (Kohle und Gas) errichtet und gleichzeitig die Laufzeiten der Kernkraftwerke verlängert würden, bliebe wenig Umsatzvolumen und deshalb wenig Anreiz im Stromsystem für Stromanwendungseffizienz, erneuerbare Energien und Kraft-Wärme-Kopplung. D. h., **jede zusätzliche kWh Kernenergiestrom aus einer Laufzeitverlängerung verdrängt eine kWh eingesparte oder mittels erneuerbaren Energien und/oder Kraft-Wärme-Kopplung erzeugte Energieeinheit**, also CO₂-freie oder CO₂-arme Alternativen.

VERSORGUNGSSICHERHEIT

- **Die Gefahr einer Versorgungslücke** aufgrund des Auslaufens der Kernenergienutzung **besteht nicht, wenn die genannten verfügbaren Alternativen rechtzeitig realisiert werden.**

WIRTSCHAFTLICHKEIT / WETTBEWERBSFÄHIGKEIT

- Es ist **nicht zu erwarten, dass bei einer Laufzeitverlängerung die Börsenstrompreise und der Gesamtpreis des Stroms in Deutschland signifikant sinken.** Die vermeintliche Kosteneinsparung würde vielmehr als zusätzliche Gewinnmitnahme bei den Kraftwerksbetreibern bleiben und nicht an die verschiedenen Stromabnehmergruppen gehen.
- **Letztlich bestimmen die jeweiligen politischen Rahmenbedingungen, ob ein Kernkraftwerk wirtschaftlich ist oder nicht.** Dies fängt bei den Sicherheitsanforderungen für das Kernkraftwerk sowie die Vor- und Nachleistungsprozesse an, geht über die Begrenzung der Haftpflicht, die Höhe von Steuern und Sozialabgaben und das jeweilige Prozedere der Finanzierung von Stilllegung, Abriss und Entsorgung bis hin zum politisch bestimmten Entsorgungskonzept. Die **indirekte bzw. implizite Subventionierung der Kernenergienutzung ist hoch.** Insbesondere die **Begünstigung der Kernkraftwerksbetreiber** gegenüber anderen Kraftwerksbetreibern durch die derzeit geltende atomrechtliche Deckungsvorsorgeregelung sollte schrittweise abgebaut werden.

1 Einleitung

Im Zusammenhang mit der Einbindung der Kernenergie in das gesamte Energiesystem stellen sich derzeit u. a. folgende Fragen im Zieldreieck der Energiepolitik:

1. KLIMASCHUTZ

Wie hoch sind die **CO₂-Belastungen** aus der Nutzung von Kernkraftstrom im Vergleich zu anderen Energieträgern? Wie kann einfach dargestellt werden, dass es hinsichtlich der Klimarelevanz und der Rolle der Kernenergie nicht um einen Austausch von Energieträgern, sondern um Systemzusammenhänge geht? Wie wird plausibel vermittelt, dass Kernkraftwerke (KKW) pro Anlage wenig, aber im Systemzusammenhang dennoch erheblich zu den CO₂-Emissionen beitragen können?

2. VERSORGUNGSSICHERHEIT

Ist nach 2010 eine **„Stromlücke“** zu erwarten, wenn es zu einem umfangreicheren Abschalten von Kernkraftwerken kommt, und wie kann sie sicher vermieden werden?

3. WIRTSCHAFTLICHKEIT / WETTBEWERBSFÄHIGKEIT

Ist es richtig, dass die schrittweise Beendigung der Kernenergienutzung zu höheren **Strompreisen** führt? Und was sind die **„wahren“ Kosten** der Nutzung der Kernkraft?

Mit diesem Fact Sheet, das auf Basis einer Arbeit des Wuppertal Instituts im Auftrag des BMU entstanden ist, sollen **skizzenhaft** einige der genannten Aspekte beleuchtet werden.

NUKLEARE RISIKEN – KERNFRAGE DER KERNENERGIENUTZUNG

Es sei darauf hingewiesen, dass die **Kernfrage** zur Nutzung der Kernenergie –nach den Störfällen des letzten Jahres in Schweden sowie den Störfällen und sicherheitsbedingten Abschaltungen in der Vergangenheit auch in deutschen Kernkraftwerken wie z. B. Brunsbüttel (2001) oder Biblis A (1987, 2004, 2006) – noch immer lautet:

*Will die Politik und will die Gesellschaft die **Risiken** der Kernenergienutzung entlang der gesamten Prozesskette, von der Urangewinnung und -aufbereitung über die Brennelementherstellung und Stromproduktion bis hin zu Rückbau und Entsorgung, sowie die Proliferations- und Terrorrisiken (siehe auch Nordkorea, Pakistan, Iran, etc.) weiter in Kauf nehmen oder nicht?*

Zu beachten ist dabei, dass mit zunehmendem Alter der vorhandenen Kernkraftwerke die Risiken potenziell zunehmen. Es war daher Teil des politischen Kompromisses zum so genannten Kernenergieausstieg, dass im Gegenzug die Politik darauf verzichtete, bei Altanlagen umfangreiche Nachrüstungen jenseits allgemeiner Formulierungen über die Einhaltung von Sicherheitsstandards hinaus gezielt vorzuschreiben, um spezifische altersbedingte Risiken auszuschließen.

Zu den Risiken der Alterung der Kernkraftwerke schreibt das Öko-Institut in seiner Broschüre „Risiko Kernenergie: Es gibt Alternativen!“ aus dem Jahr 2005 auf S. 8:

„Das grundsätzliche Risiko der Kernkraftwerke liegt in ihrem Funktionsprinzip. Fachliche Fehleinschätzungen, lange Laufzeiten von Reaktoren, menschliches Versagen sowie überaus komplexe Anlagen sind Faktoren, die Gefahren für einen Unfall zusätzlich erhöhen.“

Und an anderer Stelle (ebenfalls S. 8):

„Eine weitere Gefahr geht vom **Alter der Kernkraftwerke** aus.

- Der Altersprozess führt zu Verschleiß. In der Vergangenheit wurden durch Verschleiß beschädigte Bauteile teilweise erst verspätet entdeckt.
- Ein weiteres Problem ist die Versprödung von Materialien.
- Es ist nicht immer möglich, veraltete Anlagen baulich so nachzurüsten, dass sie sich auf dem aktuellen Stand von Wissenschaft und Technik befinden.
- Die Anlagen sind nur gegen die Gefahren geschützt, die zum Zeitpunkt des Baus bekannt waren. So ist es zum Beispiel nicht möglich, das Reaktorgebäude nachträglich derart umzubauen, dass es einen Absturz eines Verkehrsflugzeugs unbeschadet übersteht.
- Im Laufe des jahrzehntelangen Betriebs werden Bauteile und Techniken verändert: digitale statt analoge Leittechnik, Materialänderungen eingesetzter Bauteile. Welche Konsequenzen diese vielen Änderungen im Zusammenspiel mit der ganzen Anlage haben, ist insbesondere langfristig schwer zu beurteilen.
- Die Dokumentation ist nie 100-prozentig. Teilweise lässt sich nicht mehr nachvollziehen, warum etwas so und nicht anders gemacht wurde. Bei Veränderungen können also nicht alle Konsequenzen beachtet werden.

Das heißt aber auch: Wer über längere Laufzeiten von Anlagen nachdenkt, muss damit rechnen, dass sich all diese Aspekte verstärken werden.“

Letzteres gilt insbesondere auch im Hinblick auf die mit jedem zusätzlichen Betriebsjahr weiter wachsenden Atommüllmengen, mit denen sich die ungelöste Entsorgungsfrage weiter verschärft.

Ob die Weiterentwicklungen von Kernkraftwerken der 3. Generation (z. B. EPR) oder die geplante 4. Kernkraftwerksgeneration, die nach Planungen von Kernkraftwerksbetreibern und Herstellern mit Unterstützung der EU ab etwa dem Jahr 2030 zum Einsatz kommen sollen, tatsächlich risikoärmer und proliferationsresistenter sein werden als heutige Reaktoren, ist zur Zeit noch sehr ungewiss.

2 KLIMASCHUTZ: CO₂-Emissionen der Kernenergie im Systemzusammenhang

In diesem Kapitel soll der erste Fragenkomplex beantwortet werden: Wie hoch sind die CO₂-Belastungen aus der Nutzung von Kernenergiestrom im Vergleich zu anderen Energieträgern? Wie kann plausibel und quantifiziert dargestellt werden, dass es nicht um einen einfachen Austausch von Energieträgern geht, sondern um "Systemzusammenhänge", wobei die Systemeffizienz letztlich über den Beitrag zu den CO₂-Belastungen entscheidet?

In vielen Veröffentlichungen wird zum Beleg eines großen CO₂-Entlastungseffektes der Kernenergie als einzige Alternative in der Regel die CO₂-Emissionen von Kohlekraftwerken gleicher Kapazität gegenübergestellt. Bei dieser isolierten Betrachtung scheidet die Kernenergie natürlich besser ab, da sie über die gesamte Prozesskette hinweg nur geringe CO₂-Emissionen verursacht, und zwar nach Fritsche (2007) z. B. 8 g/kWh_{el} CO₂-Äquivalente in Frankreich, 32 g/kWh_{el} CO₂-Äquivalente in Deutschland, 125 g/kWh_{el} CO₂-Äquivalente in Südafrika. Eine solche isolierte Betrachtung ist aber unzureichend.

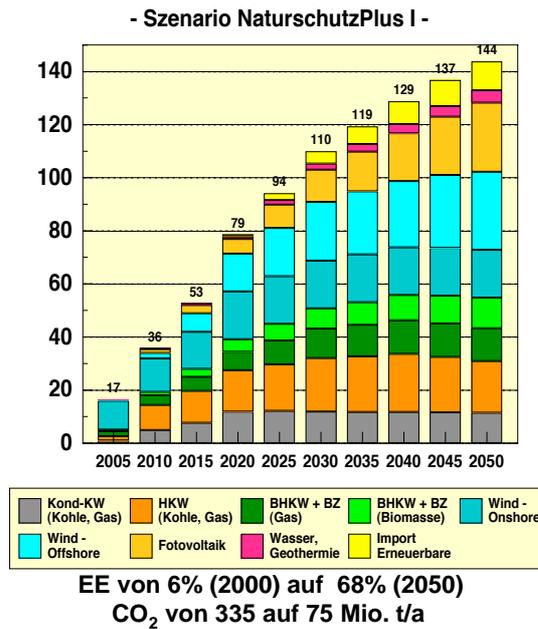
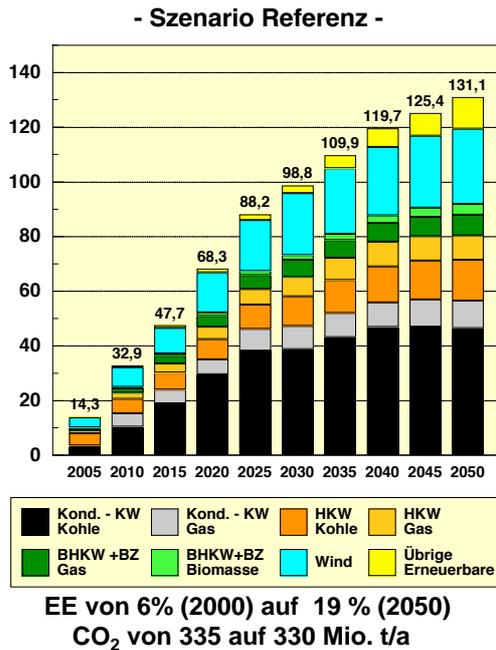
Erstens gibt es Alternativen zur Kernenergienutzung, die keine oder ebenfalls nur sehr geringe CO₂-Emissionen aufweisen, wie die Verbesserung der Effizienz in der Stromanwendung, die erneuerbaren Energien und die Kraft-Wärme-Kopplung auf der Grundlage von Biomasse oder Erdgas. **Zweitens sind in sich konsistente Entwicklungen (Szenarien) des Gesamtsystems aus Stromerzeugung, Stromtransport, der Nutzung von Strom aber auch der Nutzung von Wärme und Kälte aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) zu betrachten** und nicht allein isolierte Prozessketten. KWKs sind aufgrund ihrer Größe und ihrem (verbraucherfernen) Standort in der Regel reine Kondensationskraftwerke. Sie stehen damit strukturell in der Konkurrenz zu eher dezentral orientierten Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen. Der hohe Zentralisierungsgrad des deutschen Kraftwerkssystems (neben der Kernenergie trifft dies auch für die Braunkohle zu) ist einer der Gründe, warum der KWK-Anteil in Deutschland vergleichsweise gering ist. In Dänemark, Finnland oder den Niederlanden ist die Stromerzeugung mit einem etwa drei- bis vierfach höheren KWK-Anteil als in Deutschland verbunden, Strom wird hier in Koppelproduktion mit der CO₂-armen Bereitstellung von Kälte bzw. Wärme in KW/KK-Anlagen (Prozess-, Nah- oder Fernwärme/Kälte) verbunden. Der strukturelle CO₂-Minderungseffekt der KWK gegenüber einer getrennten Einzelversorgung kann durch den u.a. auf die Kernenergie zurückzuführenden Struktureffekt in Deutschland nicht voll ausgeschöpft werden. In gesamtsystemaren CO₂-Be- und Entlastungsrechnungen ist dies zu berücksichtigen.

Szenarien (u.a. für die Energie-Enquete des 14. Deutschen Bundestags und das BMU; vgl. Deutscher Bundestag 2002, Nitsch/Fischedick 2004 und Nitsch 2007) haben gezeigt, dass hinreichend CO₂-arme Alternativen zur Kernenergie bestehen. Mit einer konsequenten Förderung der Endenergie- und Umwandlungseffizienz sowie mit dem Mix aus Erneuerbaren Energien können auch ohne die Kernenergie bereits kurz- und erst recht mittel- und langfristig geringere CO₂-Emissionen realisiert werden, als mit

einer Fortsetzung des bisherigen, auf großen Kernkraft-, Kohle- und Gaskraftwerken basierenden Systems. Die Szenarien zeigen, dass auf dieser Basis eine Reduktion der energiebedingten CO₂-Emissionen um 80% bis zur Mitte des Jahrhunderts (im Vergleich zum Jahr 1990) möglich ist. Eine vergleichbare Minderungswirkung ist zwar auch über den Einsatz der Kernenergie in Deutschland prinzipiell denkbar, würde jedoch den Neubau von mehr als 50 Kernkraftwerken erfordern.

Eine Umsetzung von Klimaschutz ohne Kernenergie erfordert aber **Veränderungswillen**: Wie nachfolgende Abbildung aus einer Studie für das BMU (2004) zeigt, sind für eine klimaverträgliche Energieversorgung (rechte Grafik; vertragsgemäßer Ausstieg aus der Kernenergie wurde unterstellt) strukturell deutlich andere Investitionsentscheidungen als im Referenzfall zu erwarten sind. Diese Umsteuerung führt im Vergleich zu einem Referenzpfad langfristig zu **notwendig geringeren Stromsystemkosten** (erst recht, wenn die vermiedenen externen Kosten berücksichtigt werden!). Sie erhöht zudem die Chancen für weltweit rasch wachsende **Exportmärkte** für den Mix aus dezentraler Stromerzeugung („distributed power systems“), dem Ausbau der erneuerbaren Energien und der Erhöhung der Stromeffizienz und somit für erhebliche Nettoarbeitsplatzeffekte. Studien schätzen, dass die weltweite Gesamtkapazität für dezentrale „distributed power systems“ bis 2010 um etwa 70 GW wächst, während eine Ausweitung der Kernenergiekapazität nur um 0,5 GW (netto) zu erwarten ist (vgl. Lovins 2005). Für die erneuerbaren Energien liegen Schätzungen vor, dass sich das Weltmarktpotenzial von heute rund 40 Mrd. Euro auf über 250 Mrd. Euro im Jahr 2020 erhöhen dürfte, ein Investitionsvolumen, das etwa dem Äquivalent von 125 Kernkraftwerken entspricht. Unvorstellbar, dass weltweit jährlich so viele KKW's gebaut werden. Industriepolitisch verspricht der alternative Ausbaupfad damit erhebliche Vorteile für die Vorreiter.

Vorreiter brauchen aber einen Zeitvorsprung. Aufgrund der langen Betriebszeiten von Kraftwerken sind daher schon frühzeitig die notwendigen Weichen zu stellen und eine entsprechende Innovations- und Investitionsdynamik in Gang zu setzen. Insofern begünstigt das Festhalten am vertraglich vereinbarten Auslaufen der kommerziellen Kernenergienutzung die mittelfristige Planungs- und Investitionssicherheit und schafft einen Anreiz auch für Kernkraftwerksbetreiber, sich am strukturellen Umbau des Kraftwerksparks zu beteiligen. Dies wird z. B. auch daran sichtbar, dass E.ON kürzlich angekündigt hat, sich zum Marktführer für Off Shore-Windkraftanlagen entwickeln zu wollen und alle großen Energiekonzerne im Bereich von Biomasseanlagen heute bereits aktiv sind.

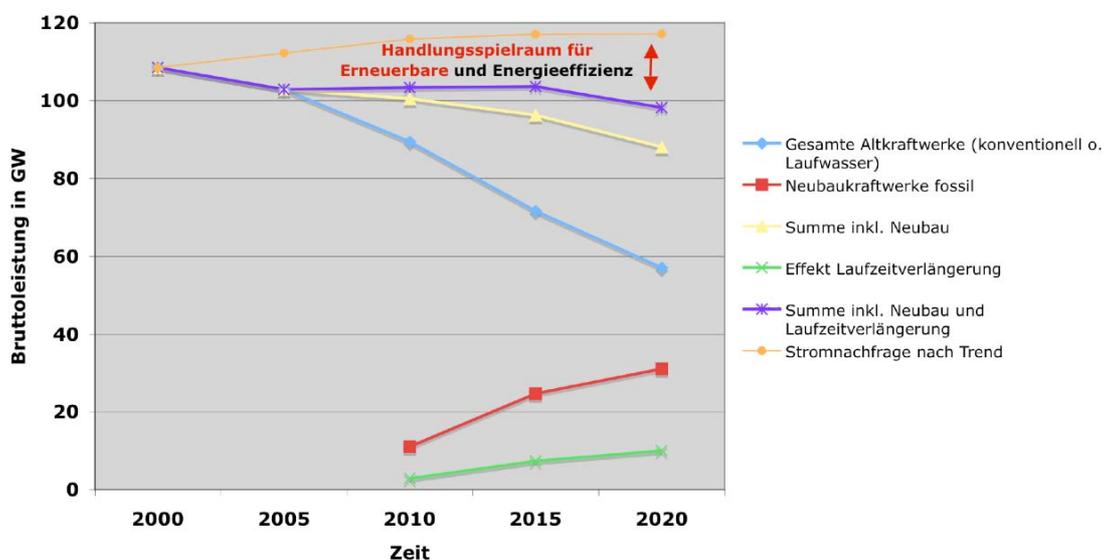


Entwicklung der Zubauleistung im Kraftwerkspark unter Business as usual Bedingungen (links) oder im Klimaschutzpfad (rechts) in GW (Nitsch/Fischedick 2004)

Die Frage nach der Kernenergie im Systemzusammenhang kann nun aber auch umgekehrt gestellt werden: Ist es wahrscheinlich, dass bei einer generellen Verlängerung der Laufzeit von Kernkraftwerken mit einem für den langfristigen Klimaschutz notwendigen Niveau des Zubaus von Stromanwendungseffizienz, erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung gerechnet werden kann? Oder behindert der Weiterbetrieb der Kernkraftwerke den notwendigen Strukturwandel hin zu einem dezentraleren Energiesystem und sorgt dadurch mittel- und langfristig sogar für höhere CO₂-Emissionen?

Dass letzteres der Fall sein kann, lässt sich aus der folgenden Grafik ableiten, insbesondere wenn man unterstellt, dass zeitgleich die derzeit in der Planung befindlichen Großkraftwerke auf Kohle- und Erdgasbasis in dem heute angekündigten Umfang auch errichtet werden:

Entwicklung des konventionellen Kraftwerkspark und resultierender Handlungsspielraum bis 2020



Die Abbildung zeigt: Wenn die derzeit geplanten fossilen Ersatzkraftwerke (Kohle und Gas) errichtet und gleichzeitig die Laufzeiten der Kernkraftwerke verlängert würden, bliebe wenig Umsatzvolumen und deshalb wenig Anreiz im Stromsystem für Stromanwendungseffizienz, erneuerbare Energien und Kraft-Wärme-Kopplung. Sind die großen Kraftwerke erst einmal gebaut, haben sie einen die Struktur prägenden Charakter, der sich negativ auf die Zubaudynamik der Alternativen bzw. kontraproduktiv auf die Stromsparmotivation auswirken wird. Die für die Alternativen „freie“ Leistung würde sich zwischen 2005 und 2010 nur um 2 % erhöhen, zwischen 2010 und 2015 nur um ein weiteres Prozent und dann bis 2020 um 5 %. Dem steht allein schon auf der Energieeffizienzseite gegenüber, dass bis 2016 gemäß der neuen EU-Richtlinie für Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen der Verbrauch gegenüber dem Trend um 9 % verringert werden soll. Darüber hinaus soll laut Beschlusslage der Bundesregierung bis 2020 der Anteil der erneuerbaren Energien auf 20 % wachsen. Der Zielkonflikt zwischen dem hochkonzentrierten zentralen Großverbundsystem (80% Erzeugung bei vier Stromkonzernen) und den zukünftigen Anforderungen an mehr dezentrale Techniken der Strom- und Wärmeerzeugung bzw. der kostengünstigen Vermeidung unnötigen Stromverbrauchs würde daher durch eine Laufzeitverlängerung in die Zukunft verlängert.

Es ist daher auch nur vordergründig richtig, dass eine Laufzeitverlängerung mehr Zeit für die Entwicklung von Alternativen bedeuten würde. Vielmehr gilt: **Je länger die Kernkraftwerke laufen, umso schwieriger ist der Marktzutritt für neue Akteure und Betreiber dezentraler Technologien sowie für die Endenergieeffizienz.**

Oder anders ausgedrückt: Jede zusätzliche kWh Kernenergiestrom aus einer Laufzeitverlängerung würde unter den dargestellten Rahmenbedingungen eine kWh eingesparte oder mittels erneuerbaren Energien und/oder Kraft-Wärme-Kopplung erzeugte Energieeinheit verdrängen. Nur **kurzfristig** wäre der **Nettoeffekt** auf die CO₂-

Emissionen **etwa null**. Aber der notwendige Strukturwandel hin zu einem dezentraleren, klimafreundlichen und kosteneffektiveren Energiesystem könnte dadurch verzögert werden, und **mittel- und langfristig** könnten wegen des fehlenden Anschubs – denkt man nicht doch an den Ersatz der Kernkraftwerke - **sogar höhere CO₂-Emissionen** resultieren.

Die Frage der zukünftigen Sicherung der Stromversorgung ohne die Kernenergie hängt also mit der **rechtzeitigen Entwicklung der Alternativen** zusammen. Wie die Abbildung zeigt, sind derzeit vermutlich mehr Planungen in den Schubladen als zur Sicherung der Versorgung notwendig wären. Dies gilt getrieben durch die Regelungen im NAP II insbesondere für Großkraftwerke auf Kohlebasis. Sollten sich wegen schärferer EU-Auflagen im NAP II – nimmt man die aktuelle Diskussion auf - die bisher geplanten Kohlekraftwerke als nicht mehr realisierbar erweisen, so ist erkennbar, dass auch dann keine Laufzeitverlängerung notwendig ist. Genügend andere Alternativen (Stromsparen, KWK, Regenerative Energien) ständen zur Verfügung, so dass keine Versorgungslücke entsteht. Allerdings ist dann erheblich mehr Engagement bei der Umsetzung der nachgewiesenen wirtschaftlichen Stromsparpotenziale (vgl. z. B. Wuppertal Institut 2006) als bisher notwendig. Oder anders formuliert: Je länger die Politik mit einer zielgerichteten flächendeckenden Stromsparinitiative zögert, desto mehr bestimmen die Befürworter einer Laufzeitverlängerung die öffentliche Debatte.

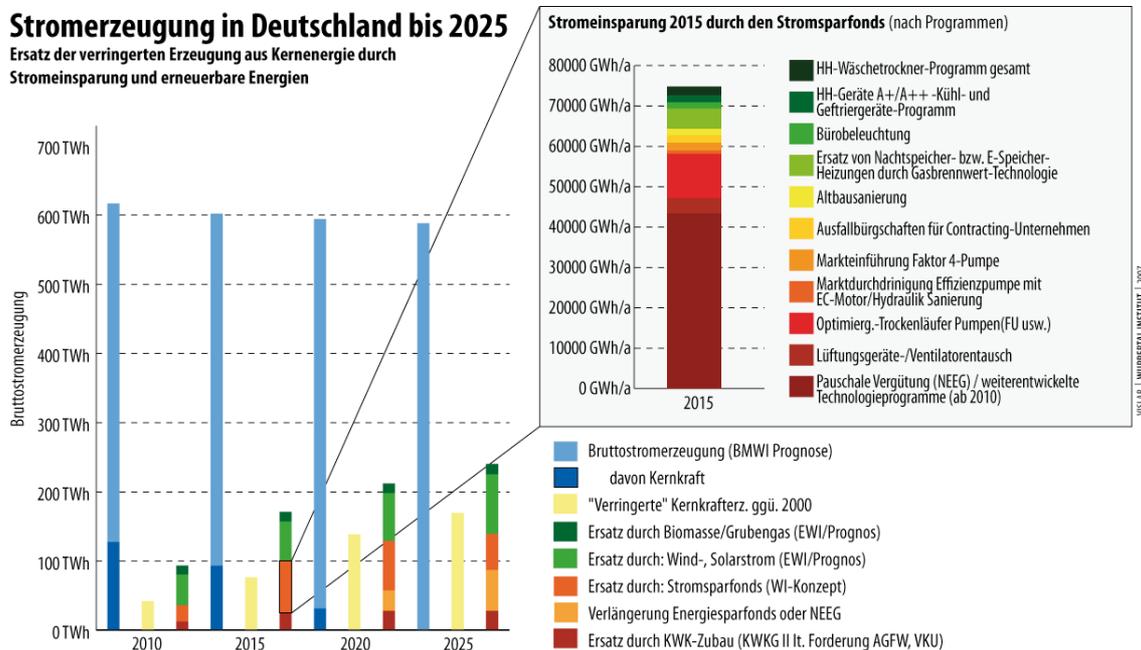
Vorschläge für eine effektive Förderung der Kraft-Wärme-(Kälte-)Kopplung inklusive einer differenzierten Förderung von Nah- und Fernwärmenetzen sowie für effektive Stromsparprogramme inklusive eines umfassenden Ersatzes von Nachtspeicherheizungen liegen von verschiedenster Seite vor. Beispiele sind die 12 Einsparprogramme, die das Wuppertal Institut im Rahmen seines bereits genannten EnergieSparFonds-Konzepts vorgeschlagen und detailliert durchgerechnet hat (Irrek/Thomas 2006; vgl. die Grafik in Kapitel 3), das 10-Punkte-Programm zur Energieeinsparung von Prof. Dr. Uwe Leprich (Leprich 2007) oder die Energieeinsparvorschläge von Dr. Werner Neumann (BUND Arbeitskreis Energie 2004). **Es kommt jetzt darauf an, dass die Politik diese Vorschläge aufgreift und umsetzt.**

3 VERSORGUNGSSICHERHEIT: Besteht die Gefahr einer „Stromlücke“?

Dieses Kapitel widmet sich dem zweiten Fragenkomplex: Ist nach 2010 eine “Stromlücke” zu erwarten, wenn es zu einem vertragsgemäßen Abschalten von Kernkraftwerken kommt, und wie könnte diese ggf. vermieden werden? Bei der Beantwortung kann auf Aspekte aus Kapitel 2 aufgebaut werden.

Eine Vielzahl von Analysen zeigt hierzu: **die Gefahr einer Versorgungslücke besteht nicht, wenn die verfügbaren Alternativen rechtzeitig realisiert werden.** Dies gilt z.B. allein schon dann, wenn erneuerbare Energien wie im Trendszenario von Prognos und EWI vorausgesagt zugebaut werden, und wenn die Richtlinie zu Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen mit ihrem Ziel von 9 % Senkung des jährlichen Energieverbrauchs bis 2016 auch bei Stromanwendungseffizienz umgesetzt wird. Letzteres könnte z.B. durch einen EnergieSparFonds erfolgen (vgl. Irrek/Thomas 2006): Die vom Wuppertal Institut vorgeschlagenen 12 Energieeinsparprogramme würden – wie in untenstehender Grafik dargestellt – insgesamt zu Stromeinsparungen in Höhe von bis zu 75 TWh/a führen. Dabei sei darauf hingewiesen, dass die untersuchten Stromsparmaßnahmen zu einem erheblichen Anteil grundlastwirksam sind und zudem aus wirtschaftlicher Sicht hochrentabel.

Die folgende Grafik veranschaulicht diese Aussage:



In jedem Jahr bis 2025 ist zu erwarten, dass allein der kombinierte Beitrag von erneuerbaren Energien und von Energieeffizienz größer wäre als die gegenüber dem Jahr 2000 verringerte Stromerzeugung aus Kernkraft. Zugleich bestätigt die Grafik die Aussagen zu Fragenkomplex 1 (vgl. Kapitel 2). In der Grafik noch nicht berücksichtigt sind

zusätzliche Ausbaumöglichkeiten der KWK, wie sie beispielsweise durch eine Fortsetzung und Neuorientierung des KWK-Gesetzes (Einschluss des Neubaus von KWK-Anlagen) erreichbar erscheinen. Die Verbände schätzen, dass hierdurch (unter optimistischen Bedingungen) eine zusätzliche KWK-Strommenge von mehr als 20 TWh/Jahr erreicht werden könnte. Diese Alternativen zur Kernkraft verursachen ebenfalls sehr geringe Treibhausgas-Emissionen und sind zumindest mittel- bis langfristig billiger als die Kernenergie, Endenergieeffizienz zu einem großen und KWK zu einem kleineren Teil sogar schon kurzfristig.

Letztlich zeigt ein Blick auf die Entwicklung der vergangenen Jahre, wie dynamisch sich das Stromsystem weiter entwickeln kann. Auch dies gibt hinlängliche Gewissheit dafür, dass eine Stromlücke bei einer Fortsetzung des Ausstiegsfahrplanes nicht zu erwarten ist:

- Seit dem Beschluss über den Ausstieg aus der Kernenergie (2000) sind bisher zwei Kernkraftwerke (Stade und Obrigheim) mit einer installierten Leistung von 980 MW (netto) still gelegt worden. Die 17 noch in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke weisen eine elektrische Leistung von 19.663 MW (netto) auf.
- In etwa dem gleichen Zeitraum (2001 bis Mitte 2006) sind nach Angaben der VDEW rund 40 Kraftwerke mit einer installierten Leistung von zusammen 5.700 MW in Betrieb genommen worden. Dabei sind nur Anlagen mit einer spezifischen Leistung von 20 MW erfasst.
- Ein Teil der zugebauten Kraftwerksleistung bezieht sich auf modernisierte bzw. erneuerte KWK-Anlagen, die aufgrund der spezifischen Anreize aus dem Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz errichtet worden sind (insgesamt sind 68 Anlagen modernisiert worden, mit einer geschätzten Leistungserweiterung in Höhe von insgesamt 1.215 MWel und einer geschätzten Erhöhung der gekoppelten Stromerzeugung auf mehr als 190 TWh/Jahr).
- Parallel zu den zahlreichen (vor allen kommunalen) KWK-Anlagen haben KWK(G) und EEG einen deutlichen Absatzimpuls bei Blockheizkraftwerken ausgelöst.
- Im gleichen Zeitraum ist die Stromerzeugungskapazität im Bereich erneuerbare Energien deutlich ausgebaut worden. So betrug allein die bis Mitte 2006 installierte Windenergieleistung rund 19.300 MW (vgl. 6.112 MW Ende 2000).
- Die steigende Stromnachfrage konnte mit diesen Maßnahmen deutlich kompensiert werden. So ist wegen der Nichtausschöpfung der Potenziale der Effizienzsteigerung auf der Nachfrageseite die Stromnachfrage in den letzten 10 Jahren im Mittel um 1,0%/a weiter angestiegen. Der Anstieg hat sich seit 2000 allerdings leicht abgeschwächt auf im Mittel unter 0,5%/a.
- Seit der Liberalisierung der Strommärkte hat sich die Auslastung des deutschen Kraftwerksparks von 84% (Stand 1997) auf über 90% (Stand 2005) erhöht, die Leistungsreserve betrug bei einer Höchstlast von 76.700 MW im Jahr 2005 noch rund 6.000 MW. Die überschüssigen Sicherheitsreserven sind danach in den letzten Jahren zwar geschrumpft, eine sichere Stromversorgung ist jedoch in Hinblick auf verfügbare Erzeugungskapazitäten dennoch gewährleistet.

4 WIRTSCHAFTLICHKEIT / WETTBEWERBSFÄHIGKEIT

4.1 Effekt der Kernenergie auf die Strompreise

Zu behandeln bleibt der dritte Fragenkomplex und dabei zunächst die Frage: Würde das Festhalten an den KKW-Laufzeiten gemäß der bestehenden Gesetzeslage die Strompreise erhöhen bzw. würde eine Verlängerung der Laufzeiten die Preise senken?

Kernenergiebefürworter behaupten, bei einer Laufzeitverlängerung könnte zumindest der Anstieg der Strompreise gedämpft werden. Dies könnte allerdings nur dann der Fall sein, wenn die Strompreise **ohne** Steuern in Deutschland derzeit unter dem europäischen Durchschnitt lägen und die Betreiber der Allgemeinheit einen Teil des Kostenvorteils der abgeschriebenen Kernkraftwerke (und Kohlekraftwerke) zugute kommen lassen würden. Dann (und nur dann) könnte theoretisch durch den Weiterbetrieb der Kernkraftwerke ein Preisanstieg gedämpft werden.

Wie ein Blick in EUROSTAT-Statistiken zu Strompreisen, Steuern und Abgaben auf Strompreise in Europa zeigt, sind die deutschen Strompreise auch ohne Steuern und Abgaben **höher als in den meisten anderen EU-Ländern**. Sie sind auch höher als in Ländern mit zu Deutschland annähernd ähnlicher Stromerzeugungs- und Verbrauchsstruktur, wie Dänemark, die Niederlande, Vereinigtes Königreich und Spanien. Dies gilt auch dann, wenn von den EUROSTAT-Daten die Konzessionsabgaben sowie die Umlagen nach EEG und KWK-Gesetz abgezogen werden.

Ein weiteres Anzeichen für Spielraum zur Kostendämpfung durch eine Laufzeitverlängerung wäre, wenn die Börsenstrompreise unter den langfristigen Systemgrenzkosten der Strombereitstellung lägen.

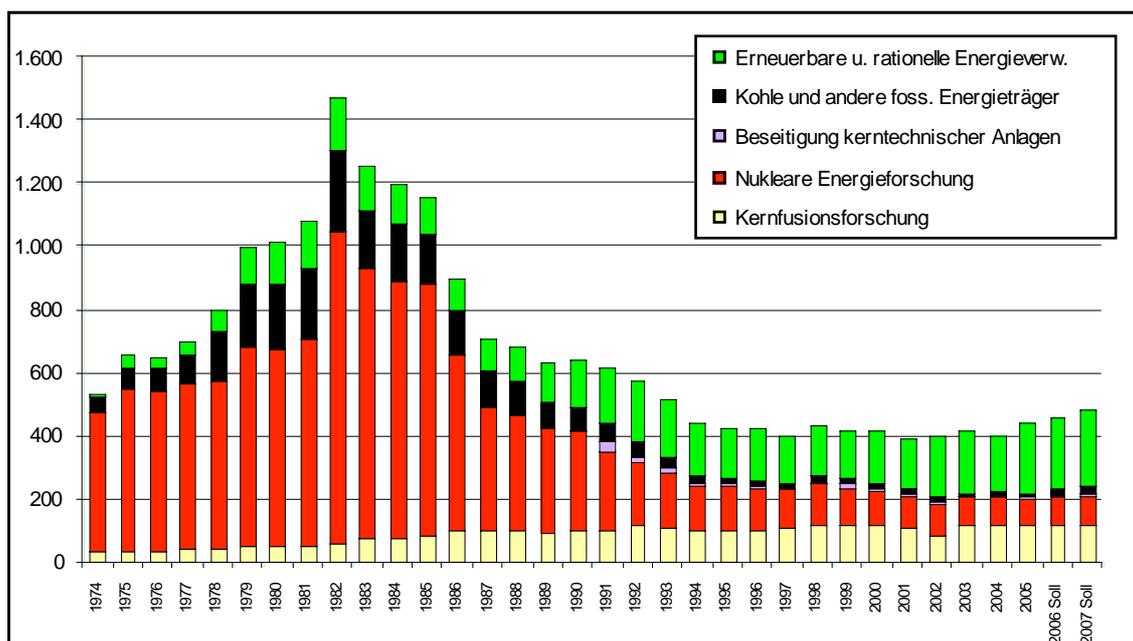
Nach einem Gutachten des Wuppertal Instituts zur Endenergieeffizienz im Auftrag von E.ON kann davon ausgegangen werden, dass diese langfristigen Systemgrenzkosten der Strombereitstellung in den nächsten Jahren bei etwa 5,11 bis 5,15 Cent/kWh liegen. Diese enthalten etwa 4,0 Cent/kWh durchschnittliche langfristige Grenzkosten der Erzeugung, Grenzkosten von Reservevorhaltung, Transport und Verteilung sowie die Kosten der CO₂-Zertifikate auf Basis eines Preises von 10 Euro/EUA. Etwa auf diesem Niveau (durchschnittlich 5,12 Cent/kWh) bewegte sich im letzten Quartal 2006 auch der Durchschnitt der Intraday-Spotmarkt-Börsenpreise für Strom an der EEX (European Energy Exchange) in Leipzig. Die angenommenen langfristigen Systemgrenzkosten decken somit bereits die Kapitalkosten von neuen Kohle- und Gaskraftwerken ab. Angesichts der Marktmacht der großen Energiekonzerne ist nicht zu erwarten, dass bei einer Laufzeitverlängerung die Börsenstrompreise und der Gesamtpreis des Stroms in Deutschland signifikant sinken. Wahrscheinlicher ist, dass eine Verlängerung der Laufzeit der Kernkraftwerke für die Verbraucherinnen und Verbraucher Preis senkende Effekte nur durch die marginale Veränderung der so genannten Grenzstromgestehungskosten haben wird. Diese Kosten bestimmen den Börsenpreis und ermitteln sich aus den jeweiligen Kosten des teuersten noch zur Abdeckung der Nachfrage notwendigen Kraftwerks. Die Art dieses Kraftwerk wird sich aber auch bei einer Verlängerung der Laufzeit nicht wesentlich verändern. Anders ausgedrückt, **die vermeintliche Kosten-**

einsparung würde als zusätzliche Gewinnmitnahme bei den Kraftwerksbetreibern bleiben und nicht an die verschiedenen Stromabnehmergruppen gehen.

4.2 Die „wahren“ Kosten der Kernenergie

Mehr noch als bei anderen Kraftwerkstypen stellt sich bei der Ermittlung von Kostendaten von Kernkraftwerken und anderen kommerziell genutzten kerntechnischen Anlagen das Problem, dass Planer und Hersteller die Kosten systematisch unterschätzen (vgl. die Aufstellung von Schneider 2007), Kernkraftwerksbetreiber Kostendaten nicht detailliert veröffentlichen und man daher auf oft recht grobe Abschätzungen auf Basis technischer und ökonomischer Überlegungen sowie Überlegungen zur wahrscheinlichen zukünftigen Entwicklung der politisch-administrativen Rahmenbedingungen angewiesen ist. Die systematische Kostenunterschätzung durch die Hersteller zeigt sich z. B. auch beim laufenden Bau des EPR in Finnland: Während ein Preis von rund 3 Mrd. Euro durch den Hersteller garantiert wurde, hat das Projekt bereits 18 Monate nach Baubeginn 700 Millionen Euro mehr gekostet als ursprünglich veranschlagt (Schneider 2007).

Energieforschungsausgaben des Bundes 1974 - 2007



Quelle: Diekmann 2007

Letztlich bestimmen die jeweiligen politischen Rahmenbedingungen, ob ein Kernkraftwerk wirtschaftlich ist oder nicht, d. h. inwieweit die gesamten durch die Nutzung der Kernenergie induzierten Kosten über den Marktpreis bezahlt werden oder die Allgemeinheit einen Teil dieser Kosten trägt. Dies fängt bei den Sicherheitsanforderungen für das Kernkraftwerk sowie die Vor- und Nachleistungsprozesse an, geht über die Begrenzung der Haftpflicht, die Höhe von Steuern und Sozialabgaben und das jeweilige Prozedere der Finanzierung von Stilllegung, Abriss und Entsorgung bis hin zum

politisch bestimmten Entsorgungskonzept. Auch sind die von der Allgemeinheit getragenen Vor- und Anlaufkosten (Forschungs- und Entwicklungskosten) im Kernenergiebereich beträchtlich (vgl. auch die obige Grafik der Energieforschungsausgaben des Bundes, in der beträchtliche Ausgaben der Bundesländer in der Vergangenheit noch nicht berücksichtigt sind).

Im OECD-IEA World Energy Outlook 2006 heißt es dementsprechend auch:

„... nuclear power will only become more important if private investment is facilitated by the governments of countries where nuclear power is acceptable.“

Und der Chefökonom Fatih Birol der OECD-IEA ergänzt hierzu in „The Economist“ (9 November 2006):

„If governments do not facilitate the investment, I don't think nuclear will fly.“

Die **indirekte bzw. implizite Subventionierung der Kernenergienutzung ist hoch**. Dies gilt für Deutschland genauso wie für alle anderen Länder der Welt, in denen die Kernenergie zur Stromerzeugung genutzt wird. Allein die Einkalkulation von Kosten einer umfassenderen Haftpflicht über die heute geltenden praktischen Begrenzungen (Deckungssummen) hinaus, so dass die Kosten eines größten anzunehmenden Unfalls (GAUs) auch bezahlt werden könnten (aufgrund einer entsprechenden Haftpflichtversicherung, einer Solidarhaftung der Kraftwerksbetreiber, eines Fonds oder ähnlichem), würde zur Unwirtschaftlichkeit kommerziell genutzter Kernkraftwerke in Deutschland führen.

Nach §13 AtG verlangt der Gesetzgeber nur den Nachweis einer Deckungsvorsorge in Höhe von max. 2,5 Mrd. Euro. Welche Maßnahmen zur Vorsorge für die Erfüllung gesetzlicher Schadensersatzverpflichtungen konkret erforderlich sind, regelt die atomrechtliche Deckungsvorsorgeverordnung. Faktisch erfolgt die Deckung bei den kommerziell genutzten Kernkraftwerken in zwei Tranchen, und zwar durch

- einen Nuklearversicherungspool (Deutsche Kernreaktor-Versicherungsgemeinschaft – DKVG) bis zu einer Höhe von 255,65 Mio. Euro und
- einen Solidarvertrag der Obergesellschaften der Kernkraftwerksbetreiber mit gegenseitigen Garantiezusagen bis zu einer Haftpflicht-Deckungsvorsorge in Höhe von 2.244,355 Mio. EUR zuzüglich 112,218 Mio. EUR (5%) Schadensabwicklungskosten der 2001 vom BMU als Deckungsvorsorgenachweis anerkannt wurde.

Dem steht ein möglicher Schaden durch ein nukleares Ereignis in Höhe von 5.469 Mrd. Euro gegenüber (Ewers/Rennings 1992), also mehr als das 2.000fache der Deckungsvorsorgesumme.

Würden die Kernkraftwerksbetreiber die verbleibende Deckungslücke durch eine private Versicherung (falls sich ein Versicherer überhaupt dazu bereit erklären würde, das Risiko zu tragen), einen Risikofonds oder ähnliche Finanzierungsinstrumente decken

müssen, so wären nach Sauer (1992), Lüttke (1996) und Moths (1992) bis zu 1,84 Euro/kWh hierfür zu kalkulieren.

Nach einem Szenario einer Studie für die Europäische Kommission aus dem Jahr 2003 muss EDF mit **zusätzlichen Kosten in Höhe von 5 ct/kWh** rechnen, sollte EDF verpflichtet werden, alle Kernkraftwerke für einen GAU privat zu versichern (Leurs/Witt 2003).

Dies sind allerdings alles sehr grobe Schätzungen. Eine fundierte versicherungsmathematische Abschätzung der privaten Versicherungskosten für einen GAU in Deutschland ist leider bislang nicht veröffentlicht worden. Zwar hat die DKVG bereits versicherungsmathematische Abschätzungen für höhere als die jetzigen Deckungssummen in Deutschland intern vorgenommen; diese sind allerdings bislang nicht öffentlich gemacht worden.

In jedem Fall stellt die rechtlich unbegrenzte, faktisch durch die festgelegten Deckungssummen stark begrenzte Haftung der Kernkraftwerksbetreiber aus ökonomischer Sicht eine enorme **Begünstigung der Kernkraftwerksbetreiber** gegenüber anderen Kraftwerksbetreibern dar, die schrittweise abgebaut werden sollte.

5 Literatur

- BUND Arbeitskreis Energie (2004): Vorschlag für ein Markteinführungsprogramm Stromeffizienz, Berlin
- Deutscher Bundestag (Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und Liberalisierung“, Hrsg.) (2002): Endbericht. Bundestagsdrucksache 14/9400. Berlin
- Diekmann, J. (2007): Einführungsvortrag beim Fachgespräch am 27. Februar 2007 zur Förderung Erneuerbarer Energien im Vergleich zur Atomenergie im Rahmen des BMU-Vorhabens „Analyse und Bewertung der Wirkungen des EEG aus gesamtwirtschaftlicher Sicht“, DIW, Berlin
- Ewers, H.-J.; Rennings, K. (1992): Abschätzung der Schäden durch einen sogenannten „Super-GAU“. In: Prognos (1992): Identifizierung und Internalisierung externer Kosten der Energieversorgung; Prognos-Schriftreihe Band 2, Basel
- EWI/EEFA (2005): Ökonomische Auswirkungen alternativer Laufzeiten von Kernkraftwerken in Deutschland, Gutachten im Auftrag des BDI, Köln, Berlin
- EWI/PROGNOS [Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln; Prognos AG] (2005): Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030, Schlussbericht im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit, Berlin, 2005
- Fritsche, U. (2007): Treibhausgasemissionen und Vermeidungskosten der nuklearen, fossilen und erneuerbaren Strombereitstellung, Arbeitspapier unter Mitarbeit von Lothar Rausch und Klaus Schmidt, Öko-Institut, Darmstadt
- Irrek, W. und S. Thomas (2006): Der EnergieSparFonds für Deutschland, edition der Hans-Böckler-Stiftung 169, Düsseldorf
http://www.wupperinst.org/de/projekte/projektetails/index.html?&projekt_id=95&bid=137
- Leprich, U. (2007): Die Top Ten einer zielführenden Energieeffizienzpolitik, Entwurf für den Berliner EnergieVerein bzw. Artikel für die Zeitschrift Energie & Management (im Erscheinen)
- Leurs, B.A.; Witt, R.C.N. (eds.)(2003): Environmentally harmful support measures in EU Member States, Report for DG Environment of the European commission, CE, Delft
- Lovins, A. (2006): Nuclear power: competitive economics and climate-protection potenzial, Präsentation bei der Royal Academy of Engineering / Forum for the Future, 13 March 2006, Royal Institute of British Architects, London
www.rmi.org/images/other/Energy/E06-04_NucPwrEconomics.pdf
- Matthes, F.C. (2005): Modelle für Laufzeitverlängerungen der deutschen Kernkraftwerke und Strompreissenkungen, Öko-Institut, Berlin
- Nitsch, J. u.a. (2007): Leitstudie 2007 „Ausbaustrategie Erneuerbare Energien“, Aktualisierung und Neubewertung bis zu den Jahren 2020 und 2030 mit Ausblick bis 2050, Untersuchung im Auftrag des BMU, DLR, Stuttgart
<http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/38787/>
- Nitsch, J.; M. Fishedick u.a. (2004): Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Berlin. 2004
<http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/5650/main/>
- Öko-Institut (2005): Risiko Kernenergie: Es gibt Alternativen!, Broschüre, Freiburg

- Schneider, M. (2007): Energy Security: Could Nuclear Power Deliver?, Vortrag bei der Tagung „Energiesicherheit in und für Europa“, Evangelische Akademie Loccum, 19.-21. Januar 2007
- WI/ÖI [Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH; Öko-Institut e.V.] (2000): Kernkraftwerksscharfe Analyse; Teil I des Zusatzauftrages „Kraftwerks- und unternehmensscharfe Analyse“ im Rahmen des Projekts „Bewertung eines Ausstiegs aus der Kernenergie aus klimapolitischer und volkswirtschaftlicher Sicht“. Endbericht im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). Bearbeitet von W. Irrek (Projektleitung), P. Hennicke (Projektsupervision), et al. Wuppertal, Freiburg, Berlin
<http://www.bmu.de/atomenergie/doc/2871.php>
- Wuppertal Institut (2006): Optionen und Potenziale für Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen, Kurzfassung, Endbericht im Auftrag der E.ON AG, Wuppertal
http://www.wupperinst.org/de/projekte/projektetails/index.html?&projekt_id=142&bid=43&searchart=projekt_uebersicht

Anhang 1: Abschätzung von Restlaufzeiten

Unter Annahme der hier aufgeführten Übertragungen von Reststrommengen bedeutet die Vereinbarung vom 14. Juni 2000, dass das letzte Kernkraftwerk womöglich erst im Jahr 2026 stillgelegt wird.

Kernkraftwerk	Erwarteter Zeitpunkt der endgültigen Abschaltung des Kernkraftwerks			
	Betreiberangabe oder bereits feststehendes Abschaltungsdatum (ursprünglich vom BMWI errechnetes Stilllegungsjahr)	Auf Basis BfS-Nettostromproduktionsdaten 01.01.2000 bis 31.12.2005 inklusive möglicher weiterer Übertragungen von Reststrommengen	Auf Basis BfS-Nettostromproduktionsdaten 01.01.2000 bis 31.12.2005 ohne Berücksichtigung weiterer Übertragungen von Reststrommengen	Minimum älterer Berechnungen
KWO Obrigheim	15.11.2005 (2002)	Übertragung auf KKP 1 angenommen	Übertragung Reststrommenge (0,11 TWh) offen	2006
KKS Stade	14.11.2003 (2004)	Übertragung auf Isar 1 angenommen	Übertragung Reststrommenge (4,79 TWh) offen	2005
KWB Biblis A	(2007)	2009	2009	2008
GKN Neckarwestheim I	(2009)	2009	2009	2010
KKB Brunsbüttel	2008/2009 (2009)	2010	2010	2010
KKI Isar 1	(2011)	2012	2011	2012
KKU Esensham	(2012)	2012	2012	2013
KKP Philippsburg I	(2012)	2012	2012	2012
KWB Biblis B	(2012)	2015	2012	2012
KKG Grafenrheinfeld	(2015)	2014	2014	2015
KKW Krümmel	2017 (2017)	2017	2017	2018
KKB Grohnde	(2018)	2018	2018	2019
KKP Philippsburg II	(2018)	2018	2018	2019
KBR Brokdorf	(2020)	2019	2019	2020
KKI Isar 2	(2021)	2020	2020	2021
KRB Gundremmingen B	(2020)	2021	2018	2020
GKN Neckarwestheim 2	(2022)	2022	2022	2023
KRB Gundremmingen C	(2021)	2023	2020	2020
KKE Emsland	(2024)	2026	2023	2024
KWW Würgassen	26.08.1994	n.r.	n.r.	n.r.
KMK Mülheim-Kärlich	09.09.1988	Übertragung auf Biblis B (20%) und je ein Drittel der verbleibenden 80% auf KKE, KRB B und C angenommen	Übertragung Reststrommenge (107,25 TWh) derzeit noch offen	

Anmerkung: Die Zahlen entsprechen dem Stand 31. Dezember 2005, da Zahlen zur Nettostromproduktion und den verbleibenden Reststrommengen auf www.bfs.de bislang nur bis Mitte 2006 vorliegen (Stand: 7. März 2007). Aktuelle Entwicklungen wie z. B. die jüngsten Stillstände in Biblis konnten daher in dieser Rechnung nicht berücksichtigt werden.

Anhang 2: Stromgestehungskosten und Zusatzgewinne der Kernkraftwerksbetreiber bei einer Laufzeitverlängerung

Den erzielbaren Erlösen gegenüber zu stellen sind die geschätzten Stromgestehungskosten der KKW.

EWI/EEFA (2005): Ökonomische Auswirkungen alternativer Laufzeiten von Kernkraftwerken in Deutschland, Gutachten im Auftrag des BDI, Köln, Berlin:

„Für fixe Betriebskosten wie Wartungs- und Instandhaltungskosten sowie Personalkosten werden jährliche Kosten in Höhe von 70.000 € je MW veranschlagt. Die Brennstoffkosten inkl. Entsorgungskosten für verbrauchte Brennelemente werden in Höhe von 5,5 € je MWhel angesetzt. Sonstige variable Erzeugungskosten werden in den Berechnungen mit 2 € je MWhel berücksichtigt.“ (S. 14)

„Im Rahmen unserer Untersuchung wird angenommen, dass für jedes deutsche Kernkraftwerk nach einer Laufzeit von 40 Jahren weitere Investitionskosten in Höhe von 500 Euro₂₀₀₀/kW aufgebracht werden müssen, um anschließend für weitere 20 Jahre in Betrieb bleiben zu können. Niedrigere Kosten würden sich in entsprechenden Kosteneinsparungen niederschlagen. Erheblich höhere Nachrüstkosten in der Größenordnung von 1200 bis 1600 Euro₂₀₀₀/kW würden längere Laufzeiten von 60 Jahren unwirtschaftlich werden lassen.“ (S. 10)

Nach dieser Rechnung kommt ein heutiges Kernkraftwerk ohne Berücksichtigung von Nachrüstungskosten bei einer Stromproduktion von 10 TWh und einer Leistung von 1.350 MW zu kurzfristigen **Stromgestehungskosten in Höhe von 1,695 ct/kWh**. Zum Vergleich: Nach der bereits erwähnten Studie im Auftrag der Europäischen Kommission aus dem Jahr 2003 betragen die **Stromgestehungskosten für die EDF-Kernkraftwerke etwa 2,5 ct/kWh** (Leurs/Witt 2003).

Die im Folgenden zitierte Abschätzung von Matthes (2005) erscheint vor diesem Hintergrund realistisch – sofern tatsächlich keine Nachrüstkosten anfallen würden. Eine differenziertere, detaillierte, kernkraftwerksscharfe Analyse liegt bislang nicht vor, könnte aber prinzipiell aufbauend auf einer älteren Studie von Wuppertal Institut und Öko-Institut (2000) durchgeführt werden.

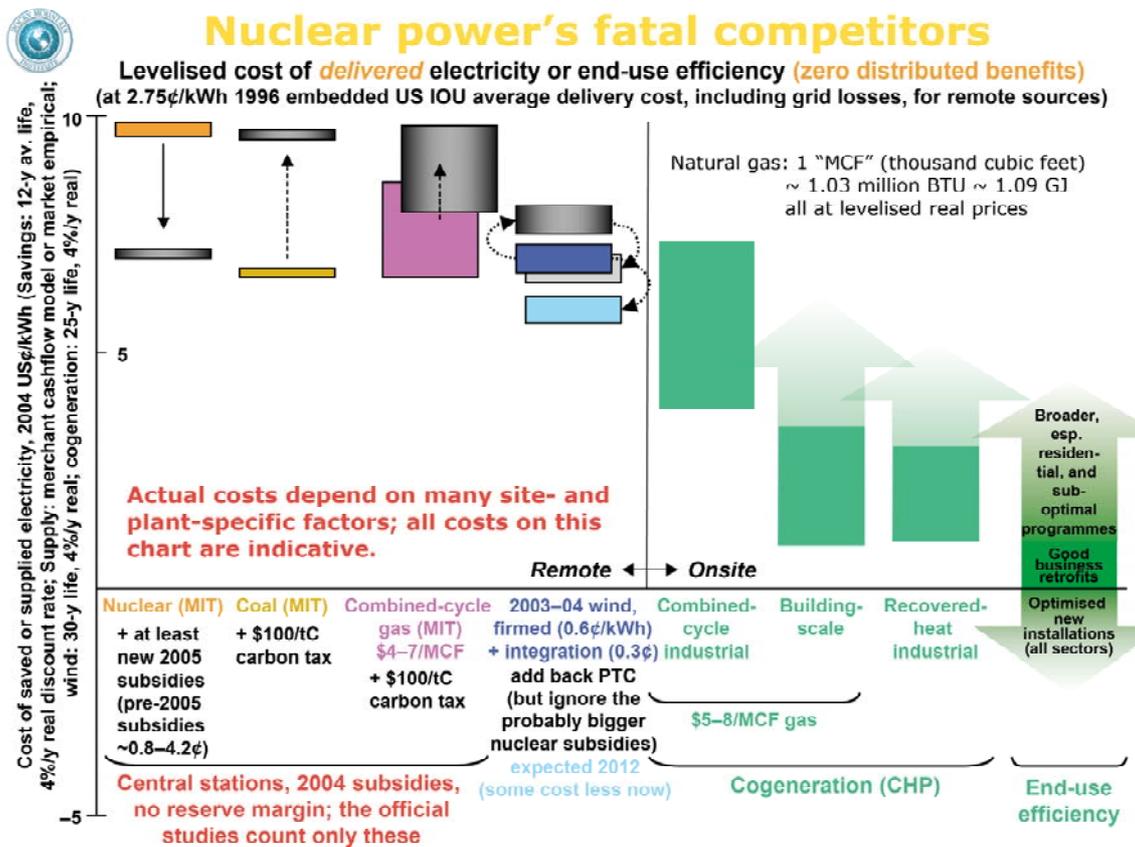
Matthes, F.C. (2005): Modelle für Laufzeitverlängerungen der deutschen Kernkraftwerke und Strompreissenkungen, Öko-Institut, Berlin:

„Wird in konservativer Schätzung davon ausgegangen, dass sich für die Differenz zwischen Betriebskosten der KKW und dem Marktpreis für Base-Lieferungen in der Perspektive eine Größenordnung von etwa 20 €/MWh ergibt, so lassen sich die nominalen Zusatzgewinne der EVU im hier diskutierten Laufzeitverlängerungsmodell auf einen Wert von ca. 25 Mrd. € beziffern. Bei einer Abdiskontierung auf das Jahr 2005 mit 5% jährlich ergibt sich damit für die KKW-Betreiber immer noch ein Barwertvorteil von ca. 11 Mrd. €.

In einer Sensitivitätsrechnung für die Differenz zwischen Marktpreis und Betriebskosten in der Größenordnung von 25 €/MWh (auch dies dürfte selbst bei konservativen Annahmen noch gut darstellbar sein) ergeben sich Zusatzgewinne von insgesamt ca. 31 Mrd. € bzw. ein Barwert von ca. 14 Mrd. €. Wird die Differenz nur mit 15 €/MWh angesetzt, so ergibt sich immerhin noch eine Gewinnmitnahme von 19 Mrd. € (Barwert ca. 8 Mrd. €).“

Anhang 3: Kosten neuer Kernkraftwerke im Vergleich mit Alternativen

Wenn eine Laufzeitverlängerung Struktur konservierend wirkt und die Entwicklung dezentraler Alternativen verzögert, kann zu einem bestimmten Zeitpunkt in der Zukunft auch der Ruf nach dem Neubau von Kernkraftwerken lauter werden. Wie der folgende Vergleich zeigt, wäre dies jedoch gesamtwirtschaftlich erst recht nicht sinnvoll, da die Kernenergie deutlich teuer ist als die konkurrierenden Erzeugungstechnologien. Eine frühzeitige Fokussierung auf die kostengünstigeren Zukunftstechnologien würde dagegen für Deutschland „first mover“-Vorteile im internationalen Wettbewerb bringen.



Quelle: Lovins 2006 nach MIT 2003

Die Daten und Quellen, auf denen diese Grafik aufbaut, sind in der folgenden Aufstellung zusammengefasst. Sie wurden von Lovins (2006) aus einer Grundlagenstudie des MIT (2003) zusammengestellt.

Facts and projections on worldwide decentralized vs. centralized (nuclear) electricity capacity and efficiency gains

- In 2004 low- and no-carbon decentralized sources of electricity (28 GW) added worldwide 5.9 as much capacity p.a. as nuclear (4.7 GW); in 2010 it could be 65-87GW to 0.48 GW
- Efficiency gains plus decentralized sources add 10x as much capacity p.a. as nuclear power
- Nuclear is an inherently limited climate protection option: it makes only electricity and its too big for small countries, the slowest option to deploy, (without subsidies) the most costly and financially risky technology, least accepted in society and vulnerable to terrorist attacks and proliferation: „Since nuclear power is unnecessary and uneconomic, we needn't debate whether it's safe“ (Lovins 2006, p.18)
- **Comparative costs** (MIT 2003; levelized 2004 US\$; including 2.75c/kwh delivery costs;\$100/t carbon tax):
 - nuclear: 9.77 c/kWh (decreasing to 7.15 c/kWh?)
 - coal: 9.66 c/kWh (without tax: 7.15 c/kWh)
 - combined cycle: 7.78 - 9.77c/kWh (depending on gas prices; without tax: 6.73-8.61 c/kWh)
 - wind: 7.51 - 8.01 c/kWh (1.0 c/kWh reduction expected in 2012)
 - end-use efficiency: 1c/kWh up to 5c/kWh (suboptimal business programs); average: 2- 4c/kWh
- Opportunity costs: Instead of spending 10c to displace 1 kWh coal-fired electricity/CO₂ by nuclear we get: 1.2-1.7 kWh wind, 0.9 -1.7kWh gas fired industrial cogeneration; 10 kWh end-use efficiency
- Opportunity costs and climate protection: „nuclear power saves half as much carbon per dollar as windpower and traditional cogeneration, half to a ninth as much as innovative cogeneration, and a tenth as much as end-use efficiency“ (Lovins, 2006, p.15)