

Erneuerbare Energien kompakt

Ergebnisse systemanalytischer Studien

Im Auftrag des Bundesumweltministeriums

2., erweiterte Auflage

Heidelberg, Mai 2007

Die folgenden „Fact Sheets“ sind im Auftrag des Bundesumweltministeriums, Referat KI III 1 „Allgemeine und grundsätzliche Angelegenheiten Erneuerbarer Energien“ entstanden. Ziel dieser „Fact Sheets“ ist es, einen Überblick über für erneuerbare Energien wesentliche Entwicklungen zu geben und Ergebnisse von einschlägigen Systemanalysen darzustellen. Dazu wurden die aktuellen Studien ausgewertet und ergänzende Recherchen und Zusammenstellungen vorgenommen.

Diese Fact Sheets sind nicht populärwissenschaftlich aufbereitet – hierfür sei auf die von IFEU, DLR und ZSW im Auftrag des BMU erstellte Broschüre „Erneuerbare Energien – Innovationen für die Zukunft“ verwiesen - , sondern orientiert sich an dem Informationsbedürfnis von Entscheidungsträgern.

Mit der Auswahl der Themen ist nicht der Anspruch auf Vollständigkeit verbunden. Vielmehr entstanden eine Reihe von Zweiseitern aus aktuellem Anlass.

Die inhaltliche und redaktionelle Betreuung wurde seitens des IFEU-Instituts, Martin Pehnt, in enger fachlicher Zusammenarbeit mit dem BMU-Referat KI III 1 durchgeführt.

Dank geht an **Dominik Jessing** und **Michael N. Müller** für die Unterstützung bei der Aktualisierung dieser Fact Sheets und die layout-technische Umsetzung.

Martin Pehnt

Heidelberg, Mai 2007

Inhalt und Redaktion:

Dr. Martin Pehnt

ifeu - Institut für
Energie- und Umweltforschung Heidelberg gGmbH
Wilckensstraße 3
69120 Heidelberg

Vorwort	2
Die Ausbauziele für erneuerbare Energien	5
Erneuerbare Energien und Nachhaltigkeit	8
Erneuerbare Energien in Deutschland	11
Kosten erneuerbarer Strom- und Wärme-Erzeugung	13
Externe Kosten in der Stromerzeugung	15
Arbeitsmarkteffekte durch erneuerbare Energien	17
Erneuerbare Energien und Energieeffizienz	19
CO₂-Sequestrierung (CCS) und erneuerbare Energien	21
Erneuerbare Energien in Europa	23
Erneuerbare Energien international	26
Beitrag erneuerbarer Energien zum Klimaschutz	28
CO₂-Vermeidungskosten	30
Erneuerbare Energien im Wärmemarkt	33
Nahwärme und erneuerbarer Energien	35
Genehmigungs- und Zulassungsvoraussetzungen für Anlagen zur Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien	38
Systemoptimierung von Energiesystemen mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien	41
Lastmanagement zur elektrischen Integration erneuerbarer Energien	44
Innovation, Forschungsförderung und erneuerbare Energien	46
Innovative Nutzung biogener Festbrennstoffe	50
Erneuerbare Energien und Verkehr	52

Hintergrund

Die Europäische Union hat als Ziel formuliert, dass die globale Erwärmung bis zur Mitte des Jahrhunderts 2 °C gegenüber vorindustriellen Zeiten nicht überschreiten darf. Um dies zu erreichen, müssen Industrieländer ihren Ausstoß an CO₂ bis zum Jahr 2050 um bis zu 80 % reduzieren. Die Bundesregierung hat sich im Rahmen des Kyoto-Protokolls und des EU Burden Sharings verpflichtet, die sechs Treibhausgase bis 2008-2012 um 21 % gegenüber 1990 zu reduzieren. Unter deutscher Präsidentschaft hat sich der EU-Rat verpflichtet, die Treibhausgasemissionen bis 2020 um 20 % zu reduzieren, den Anteil der erneuerbaren Energien auf 20 % des Gesamtenergieverbrauchs zu erhöhen und 20 % Energie gegenüber dem von der Kommission geschätzten Verbrauch einzusparen. Wenn andere Industriestaaten vergleichbare Reduktionen zusagen und Schwellenländer angemessen beitragen, verpflichtet sich die EU zu einem 30 %-Reduktionsziel bis 2020. In diesem Fall werden von Deutschland darüber hinaus gehende Reduktionen angestrebt.

Ziele für den Ausbau von erneuerbaren Energien

Die Erreichung der Klimaschutzziele sowie des Ziels der stärkeren Versorgungssicherheit durch geringere Importabhängigkeit erfordert daher auch klare Ziele für den Ausbau erneuerbarer Energien. Deren Anteil am Primärenergieverbrauch liegt derzeit bei 5,3 %, mit deutlich steigender Tendenz. Im Strombereich hat sich der Anteil erneuerbarer Energien seit 1998 von knapp fünf Prozent auf inzwischen 11,8 Prozent gesteigert. Die Bundesregierung hat klare Ziele für den Ausbau erneuerbarer Energien formuliert (Tabelle 1). Bis 2010 sollen mindestens 12,5 % des Strom- und 4,2 % des Primärenergiebedarfs aus EE gedeckt werden. 2020 soll der Anteil am Stromverbrauch mindestens 20 % betragen, und zur Mitte dieses Jahrhunderts soll rund die Hälfte des Primärenergiebedarfs aus EE bereitgestellt werden. Weitere Richtziele betreffen einzelne Sparten der EE (siehe Tabelle 1).

Wie wahrscheinlich ist das Erreichen dieser Ziele?

Der Ausbau erneuerbarer Energien im **Stromsektor** erfolgt ausgesprochen dynamisch. Sollte sich die jetzige Wachstumsdynamik fortsetzen, so **werden die Ziele für 2010 und 2020 übererfüllt**. Vor allem der Ausbau der Windkraft hat zu dieser Dynamik beigetragen. Während der Ausbau in der Dekade 2000-2010 im wesentlichen auf der Installation von Wind Onshore beruht, werden in der zweiten Dekade Wind Offshore, in geringerem Maß Biomasse die Träger des Ausbaus. Der zeitgemäße Wind Offshore-Ausbau ist sicherzustellen.

Nahezu alle Studien bestätigen, dass das frühere 20 %-Ziel bis 2020 realistisch ist und bei einer Fortsetzung des gegenwärtigen Trends deutlich übererfüllt wird. Solange die Wind Offshore-Installationen rechtzeitig realisiert werden, sind Anteile von über 25 % - je nach Entwicklung des Strombedarfs - möglich. Eine aktuelle Studie (Nitsch 2006), die orientiert an der BMU-Studie „Ökologisch optimierter Ausbau“ das Szenariengerüst aktualisiert, geht im

Schlüsselthesen

- Eine langfristig orientierte Strategie zum Schutz von Klima und Ressourcen und zur Absicherung vor geostrategischen und wirtschaftlichen Risiken erfordert klare Zielsetzungen für den Ausbau erneuerbarer Energie (EE).
- Die Ausbauziele für EE für Strom und Primärenergie im Jahr 2010 werden bzw. sind erreicht. Die Erhöhung des EE-Stromanteils auf mind. 20 % in 2020 wird unter gewissen Voraussetzungen ebenfalls deutlich übererfüllt. Zu rechnen ist mit 25 - 30 %. Die Erfüllung des EE-Ausbauziels im Verkehrssektor für 2010 ist durch das Biokraftstoffquotengesetz wahrscheinlich zu erfüllen.
- Das langfristige 50 %-Ziel für den Anteil EE an der Primärenergie kann nur erfüllt werden, wenn Energieeffizienz, -sparen und ein deutlicher Zuwachs aller EE-Sparten simultan erfolgen.
- Besondere Aufmerksamkeit erfordert der Wärmesektor. Ein BMU-Ausbauziel (mind. 12 % bis 2020) würde die Entwicklung in diesem Sektor voranbringen.
- Eine Abkehr von den 2020-Zielen würde sich negativ nicht nur auf Klima- und Ressourcenschutz, sondern auch auf Umsatz und Exportchancen der Branche auswirken.

Anteile EE am	2010	2020	2050	Status
Stromverbrauch*	≥ 12,5 %	≥ 27 %		EEG 2004 **, 2020: Regierungserklärung 4'2007
Wärmeverbrauch	-	14 %	-	Regierungserklärung 4'2007
Primärenergieverbrauch	4,2 %	10 %	rd. 50 %	Klimaschutzprogramm 2000, Nachhaltigkeitsstrategie 2004, 10 %: Koalitionsvertrag 2005
Biomasse	Anteil an Primärenergie mittelfristig deutlich steigern			Koalitionsvertrag 2005
Kraftstoffmarkt	6,75 %	17 % *		2010: Biokraftstoffquotengesetz 2020: Regierungserklärung 4'2007
* bezogen auf den heutigen Verbrauch ** bestätigt im Koalitionsvertrag 2005				

Tabelle 1: Ziele der Bundesregierung bzw. des BMU für den Ausbau erneuerbarer Energien (EE)

„Leitszenario 2006“ davon aus, dass im Jahr 2020 154 TWh regenerativ erzeugt werden. Dies entspricht einem Anteil von 25 % bezogen auf den heutigen Stromverbrauch (oder 27 % des Verbrauchs 2020 im Leitszenario 2006). Auch im **Energiereport IV** (2005) und der Variantenrechnung wird das 2010-Ziel deutlich überschritten, das 2020-Ziel erreicht (inklusive Müll und Grubengas). In der DENA (2005)-Studie wird ein EE-Beitrag von 20 % bereits im Jahr 2015 erreicht. Die VDE-Szenarien „1“ und „3“ gehen von einem Anteil von 25 % am Stromverbrauch aus. Lediglich das VDE-Szenario „2“, das einen signifikanten Weiterbetrieb der Atomkraftwerke postuliert, nimmt 2020 15 % erneuerbaren Stroms an. Dieses Szenario erzielt jedoch auch keine signifikante Senkung der CO₂-Emissionen über das Kyoto-Ziel hinaus.

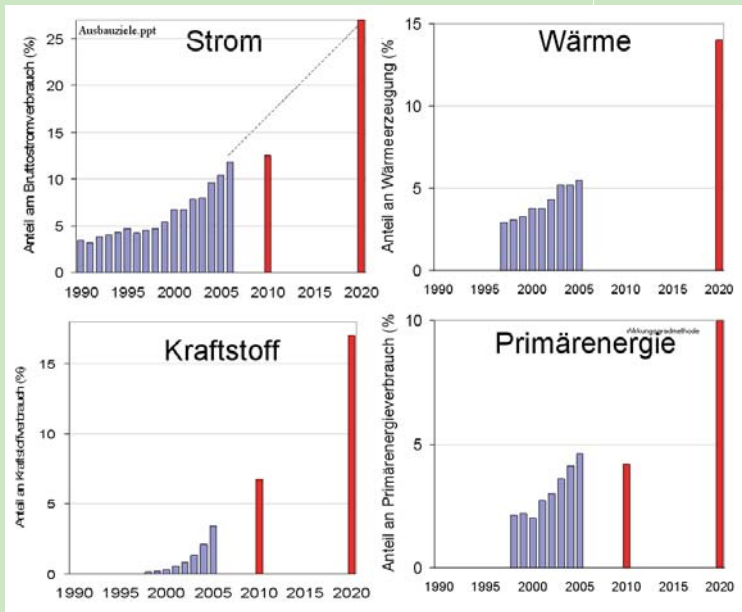


Abbildung 1: Entwicklung der erneuerbaren Energien (blau) und Ziele (rot). Linien nur als Anhaltspunkt

Im Wärmesektor zeichnet sich eine solche erfolgreiche Entwicklung bislang noch nicht ab. Der Energiereport sagt einen EE-Anteil von 6,9 % im Jahr 2020 an der reinen Wärmeversorgung voraus, die Variantenrechnung 8,2 %. Selbst bei einem ambitionierten Ausbau, wie er im Leitszenario 2006 unterstellt wurde, liegt der Anteil der EE-Wärme im Leitszenario 2006 im Jahr 2020 bei 14,3 %.

Zwar zeigt der **Verkehrsbereich** mit dem Anstieg der Biodiesel-Kapazitäten und den neuen Bioethanol-Anlagen einen deutlichen Aufwärtstrend. Das Ziel für 2010 (6,75 % - Kraftstoff gesamt) wird dann zu erreichen sein, wenn Biomasse-Stoffströme vom stationären in den Verkehrsbereich gelenkt werden (siehe „Erneuerbare Energien und Verkehr“). Das Biokraftstoff-Quotengesetz berücksichtigt eine solche Entwicklung durch steigende Beimischungs-Pflichtquoten. EWI-Prognos unterstellt in der Variantenrechnung bei hohen Ölpreisen einen überproportionalen Anstieg erneuerbarer Energien gerade im Verkehrssektor (Anteil 2020 in der Referenzprognose 5,9 %, in der Variantenrechnung 16,2 %). Das Leitszenario 2006 (Nitsch 2007) kommt auf einen EE-Anteil von 6,9 % in 2010 und 16,8 % in 2020.

Das Verdopplungsziel bis 2010 im Bereich der **Primärenergie** ist durch die Entwicklung im Stromsektor bereits erreicht. Das langfristige 50 %-Ziel bis 2050 hingegen erfordert ein deutlich höheres Wachstum in allen Sektoren in Verbindung mit deutlichen Effizienzanstrengungen.

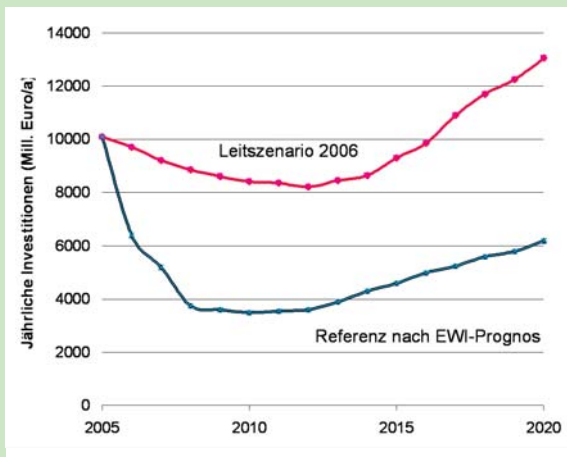


Abbildung 2: Entwicklung der jährlichen Investitionen in EE-Anlagen in zwei Szenarien (Nitsch 2006)

Bedeutung der Ausbauziele

Für den Klimaschutz: Kein anderes Maßnahmensegment hat im vergangenen Jahr derart massive Senkungen des CO₂-Ausstoßes bewirkt wie erneuerbare Energien. Gegenüber den fast 77 Millionen Tonnen CO₂-Einsparung 2004 nimmt sich die jährliche CO₂-Minderung durch den Emissionshandel gemäß Zuteilungsgesetz von 2 Millionen t CO₂ noch bescheiden aus. 2006 sind die CO₂-Minderungen auf rd. 100 Millionen t angestiegen, davon rund 44 Millionen t durch das EEG. Ohne den Beitrag der erneuerbaren Energien wäre das Kyoto-Ziel in weiter Ferne.

Für die Wirtschaft: Trotz der klaren Erreichung des 20 %-Ziels wird es in den kommenden Jahren auf Grund der rückläufigen Marktentwicklung im Wind-Onshore-Bereich zu einem Rückgang der Zubauleistung von EE-Anlagen kommen (DLR, ZSW, WI 2005).

Dies bedeutet auch einen Rückgang der Investitionsvolumina in den Zwischenjahren (Abbildung 2). Während der Markt dann immer noch ausreicht, um die deutsche EE-Industrie in einer Spitzenposition zu belassen und ihre Führung im Exportmarkt weiter auszubauen, wäre ein weiterer Rückgang des Absatzes für die deutsche Anlagenindustrie und die in diesem Sektor Beschäftigten fatal. Im Referenzszenario nach EWI/Prognos halbieren sich die Investitionen auf 2 Mrd Euro/a gegenüber dem Ausbau-Szenario (Abbildung 2). Besonders betroffen von diesem Rückgang wäre die PV- und Biomasse-Branche, aber auch der Umsatz der Windbranche würde sich im Referenzszenario auf weniger als 1 Mrd Euro/a halbieren. Der Wärmemarkt reagiert ebenfalls sensibel bereits auf kleine Marktabweichungen und hängt von verlässlichen langfristigen Rahmenbedingungen ab.

Auch die **weiteren Ziele der Energie-, Außen- und Sicherheitspolitik**, wie eine geostrategische Unabhängigkeit von den öl- und gasliefernden Staaten und eine gesicherte, auch langfristig und unter Einbezug externer Kosten wirtschaftliche Versorgung mit Energie, können nur mit klaren Randbedingungen und formulierten Zielen für den Ausbau der EE in spürbarem Maß erreicht werden.

Literatur

J. Nitsch (2007), Leitszenario 2006, Studie im Auftrag des Bundesumweltministeriums.

BMU (2004) DLR, IFEU, WI, „Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland“, Stuttgart, Heidelberg, Wuppertal 2004.

BMU (2006), „Erneuerbare Energien - Innovationen für die Zukunft“, IFEU, DLR, ZSW, Heidelberg, Stuttgart 2006.

EWI/Prognos (2005), Prognos, EWI, „Energierport IV. Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030. Energiewirtschaftliche Referenzprognose“, Schlussbericht, im Auftrag des BMWA.

EWI/Prognos (2006), „Auswirkungen höherer Ölpreise auf Energieangebot und -nachfrage“, im Auftrag des BMWi.

DLR, ZSW, WI (2005), „Ausbau Erneuerbarer Energien im Stromsektor bis zum Jahr 2020. Vergütungszahlungen und Differenzkosten durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz“.

Schlüsselthesen

- Erneuerbare Energien leisten einen Beitrag zur Nachhaltigkeit nicht nur durch den erzielbaren Klimaschutz, sondern auch durch die erhöhte Versorgungssicherheit, den Beitrag zur Armutsminderung, die Ermöglichung des Zugangs zu moderner Energieversorgung und andere Aspekte.

WBGU-Leitplanken für eine nachhaltige Energieversorgung

Leitplanken sind quantitativ definierte Schadensgrenzen, deren Überschreitung mit inakzeptablen Folgen verbunden wäre. Der WBGU (2004) hat fünf ökologische Leitplanken für ein nachhaltiges Energiesystem entwickelt, u. a.:

- Klimaschutz: mittlere globale Temperaturerhöhung unter 2°C gegenüber der Temperatur vor der Industrialisierung, maximal +0,2°C pro Jahrzehnt
- Nachhaltige Flächennutzung: 10-20% der Fläche weltweit für Naturschutz; keine Umwandlung natürlicher Ökosysteme zum Anbau von Bioenergieträgern; Vorrang von Nahrung vor Bioenergie; als Konsequenz maximal 3% der Fläche für Bioenergie

Außerdem: Schutz von Flüssen und ihren Einzugsgebieten, von Meeresökosystemen und vor Luftverschmutzung.

Zur Überwindung der Energiearmut hat der WBGU sechs sozioökonomische Leitplanken entwickelt:

- Zugang zu moderner Energie für alle Menschen
- Deckung des individuellen Mindestbedarfs an moderner Energie
- Begrenzung des Anteils der Energieausgaben am Einkommen
- Gesamtwirtschaftlicher Mindestentwicklungsbedarf
- Risiken im Normalbereich halten

Hintergrund

Nachhaltigkeit, genauer: nachhaltige Entwicklung, ist ein Hauptthema der internationalen Diskussion um eine umweltverträgliche und gerechte wirtschaftliche und soziale Entwicklung für die gesamte Menschheit. Eine gebräuchliche Definition für Nachhaltigkeit hat die Brundtland-Kommission geliefert, nach der Entwicklungen nachhaltig sind, "die die Bedürfnisse der Gegenwart befriedigt, ohne zu riskieren, dass künftige Generationen ihre Bedürfnisse nicht befriedigen können." Energie, ihre Verfügbarkeit, die Art ihrer Erzeugung und Nutzung, hat eine Schlüsselstellung für die Entwicklung von Gesellschaften und die Qualität der Umwelt. Eine besondere Rolle spielen dabei erneuerbare Energien.

Die "Leitplanken" des WBGU (2004) und die Leitlinien der HGF (2001) formulieren Mindestanforderungen für eine nachhaltige Energieversorgung (Kasten).

Unser heutiges Energiesystem weist noch wesentliche Nachhaltigkeitsdefizite auf, insbesondere den übermäßigen Verbrauch begrenzter Energieressourcen, den Ausstoß klimaschädlicher Gase, das Gefälle des Energieverbrauchs zwischen Industrie- und Entwicklungsländern sowie die Risiken der Kernenergienutzung.

Beitrag erneuerbarer Energien zur Nachhaltigkeit

Erneuerbare Energien leisten einen wesentlichen Beitrag, diese Defizite zu überkommen.

Klimaschutz. Erneuerbare Energien können einen großen Beitrag zur Erreichung von Klimaschutzziele leisten, da sie in erster Näherung klimaneutral erzeugt werden (siehe "Erneuerbare Energien und Klimaschutz"). Im Jahr 2006 wurden rd. 97 Mill. Tonnen CO₂ durch EE eingespart.

Versorgungssicherheit. Die Reichweite der fossilen und nuklearen Energieressourcen ist beschränkt. Die Mehrzahl ist auf wenige Regionen der Welt konzentriert, die zum Teil politisch instabil sind. Der Energiebedarf der Schwellenländer steigt extrem. Damit sind Versorgungsengpässe, steigende Energiepreise und kriegerische Auseinandersetzungen um Ressourcen vorprogrammiert. Demgegenüber sind erneuerbare Energien fast überall gewinnbar. Zwar kann nicht jede Art an jedem Ort mit gleicher Effizienz erzeugt werden. Die konkrete Wahl für eine Region hängt technisch von klimatischen und geologischen Gegebenheiten, Bodenqualität u. a. ab, sozial von Besitzverhältnissen, etablierten Wirtschaftsformen usw. Unabhängig davon sind aber die meisten EE-Technologien in relativ kleinen Anlagen dezentral zu betreiben. EE sind damit unter verschiedenen Aspekten vorteilhaft für die Versorgungssicherheit: Sie können zum Aufbau einer sicheren Energieversorgung in unterentwickelten Regionen beitragen. Mittels großer vernetzter interkontinentaler Stromverbünde können sonnenreiche Regionen ohne energetische Bodenschätze zu Lieferländern elektrischer Energie werden. Erneuerbare Energien können zudem bei akuten Verknappungen konventioneller Energieträger am Markt stabilisierend wirken.

Ländliche Elektrifizierung. Die für die meisten EE mögliche effiziente Erzeugung in kleinen dezentralen Anlagen vereinfacht die Elektrifizierung auch abgelegener ländlicher Regionen. Die EE-Technologie kann angepasst an die lokalen Gegebenheiten gewählt

werden. Die Betroffenen können sehr viel leichter als bei zentralen Großanlagen an den Entscheidungsprozessen beteiligt werden. Je nach Organisationsform verbleiben (nach der Refinanzierung der Anlage) die Gewinne aus der Stromerzeugung in der Region (siehe "Armut").

Armut. Der Zugang zu Energiedienstleistungen ist eine Frage des Einkommens. In zahlreichen weniger entwickelten Ländern ist er der Mehrzahl der Menschen verschlossen. EE können in "armen" Ländern Wege aus der Armut weisen. Vor allem die Produktion von Biomasse über den Eigenbedarf für den Hausbrand hinaus kann die Landbevölkerung - zu Teilen - zu Energiewirten machen. Die nachhaltige Funktion dieses Modell ist allerdings an Bedingungen geknüpft: keine Umwandlung natürlicher Ökosysteme in Anbauflächen, nachhaltige Nutzung von Brennholz, Vorrang der Nahrungsmittelproduktion. Besitz- und Organisationsstrukturen sollten so angelegt sein, dass auch die monetären Erträge in der Region verbleiben. Ähnliche Modelle sind auch für andere EE möglich, ggf. technologiebedingt mit geringeren direkten Effekten für die lokale Bevölkerung (z.B. solarthermische Kraftwerke in Wüsten). Je nach Art und Umfang kann die EE-Produktion nicht nur die lokale Armut mindern, sondern auch die Außenhandelsbilanz eines Landes verbessern (weniger Import konventioneller Energie, Export von EE).

Umweltschäden und externe Kosten

Diese Kosten sind nicht durch den Marktpreis abgedeckt. Sie entstehen durch mittelbare Effekte der Produktion und/oder Nutzung eines Wirtschaftsgutes und belasten diffus die Allgemeinheit (siehe „Externe Kosten“). Wesentliche externe Kosten der Energienutzung resultieren aus den Folgeschäden durch Emissionen. EE aus Wasser, Wind, Sonne und Geothermie leisten in dieser Hinsicht einen entscheidenden Beitrag zur Senkung der Umweltschäden und externen Kosten z. B. durch Treibhausgase, Versauerung, Eutrophierung, Sommersmog oder toxische Emissionen. Direkt gesundheitsschädliche Emissionen aus der Biomassenutzung sind je nach Technologie denen der Nutzung fossiler Brennstoffe vergleichbar. Der wesentliche Unterschied aller EE zu fossilen Energien ist ihre weitgehende CO₂- bzw. Klimaneutralität.

Wege in eine nachhaltige Energieversorgung

Die durch die Leitlinien und Leitplanken charakterisierten Kriterien für ein nachhaltiges Energiesystem lassen sich nicht mit einer erneuerbaren Energie, einer Technologie, einem Gesetz oder einem Förderprogramm erfüllen. Erforderlich sind vielmehr verschiedene Strategieelemente, deren Effekte sich gegenseitig verstärken:

Verbesserung der Energieeffizienz. Für den Energieendverbraucher sind Energiedienstleistungen das relevante Produkt: eine bestimmte Raumtemperatur, ein beleuchteter Raum, Bewegung von Teilen einer Maschine. Von der Primärenergie bis zur Dienstleistung finden je nach Energieressource und Nutzenergie mehr oder weniger Umwandlungsschritte statt, die alle mit Verlusten behaftet sind. Viele dieser Verluste können mit technischen und Energiemanagement-Maßnahmen noch deutlich reduziert werden. Hochwertige Energieträger können durch weniger wertvolle ersetzt werden (z.B. Wärme aus KWK statt Strom zur Heizung). Rückkopplungseffekt zu den EE: Je höher die Effizienz, desto geringer der Gesamtverbrauch an Energieressourcen, desto schneller können die Anteile der EE steigen.

HGF-Mindestanforderungen

Das HGF-Projekt „Global zukunftsfähige Entwicklung. Perspektiven für Deutschland“ (2004) hat, aufbauend auf der Brundtland-Definition, ein Set an Nachhaltigkeitszielen abgeleitet (die Sicherung der menschlichen Existenz, die Erhaltung des gesellschaftlichen Produktivpotenzials und die Bewahrung der Entwicklungs- und Handlungsmöglichkeiten) und daraus Regeln abgebildet. Diese Regeln wurden in HGF (2001) auf den Energiebereich in Form von Leitlinien bezogen, die bei der Bewertung von Energiesystemen herangezogen werden können:

- Zugang und Verteilungsgerechtigkeit für alle
- Ressourcenschonung
- Umwelt-, Klima- und Gesundheitsverträglichkeit
- Soziale Verträglichkeit
- Risikoarmut und Fehlertoleranz
- Umfassende Wirtschaftlichkeit unter Berücksichtigung der Inanspruchnahme weiterer Produktionsfaktoren wie Arbeit und natürliche Ressourcen, also auch externe ökologische und soziale Kosten
- Bedarfsgerechte Nutzungsmöglichkeit und dauerhafte Versorgungssicherheit
- Internationale Kooperation

Literatur

BMU (2004) DLR, IFEU, WI, „Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland“, Stuttgart, Heidelberg, Wuppertal 2004.

HGF (2001) DLR, FZK, „Schlüsseltechnologien Erneuerbare Energien“. Bericht im Rahmen des HGF-Verbundprojektes „Global zukunftsfähige Entwicklung – Perspektiven für Deutschland“.

WBGU (2004) Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen: Politikpapier 3: Erneuerbare Energien für eine nachhaltige Entwicklung: Impulse für die renewables 2004.

Erhöhung der Konsistenz. Ein Energiesystem ist konsistent, wenn es der Umwelt nicht irreversibel Ressourcen entnimmt und Abfälle zuführt. Fossile und nukleare Energiesysteme sind daher nicht konsistent. Wenngleich absolute Konsistenz ein nicht erreichbares Ideal ist, kommen EE der Konsistenzforderung deutlich näher. Die Nutzung von Wasserkraft, Wind, Sonne und Geothermie entnehmen natürlichen Energiekreisläufen nur geringe Energiemengen und das auch nur temporär. Nachhaltige Bioenergieproduktion erzeugt überwiegend verwertbare Reststoffe und setzt nicht mehr CO₂ frei, als sie bindet.

Änderung von Suffizienz-Maßstäben. Dieses Strategieelement hebt auf die Bedürfnisse ab, die hinter dem Energieverbrauch stehen, und damit auf Lebensstil und Werthaltungen. Das Ziel ist letztlich, nicht nur effiziente und konsistente EE zu nutzen, sondern die reduzierte Inanspruchnahme von bestimmten Energiedienstleistungen. Für eine breitangelegte Wirksamkeit setzt dies einen Bewusstseinswandel voraus, der nicht ohne weiteres herbeizuführen ist. Damit ist dieses immens wichtige Strategieelement auch schwer umsetzbar.

Hintergrund

Vor dem Hintergrund der Zielsetzung einer nachhaltigen Energieversorgung ist der Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE) ein Schwerpunkt der Energiepolitik in Deutschland. Die definierten Ziele wurden im Koalitionsvertrag 2005 bestätigt (siehe „Ausbauziele“): bis zum Jahr 2010 mindestens 12,5 % und bis zum Jahr 2020 mindestens 20% der Stromerzeugung aus EE, Erhöhung des Anteils der EE am Primärenergieverbrauch auf 10 % für 2020 und bis zum Jahr 2050 auf mindestens 50 %, Weiterentwicklung der Kraftstoffstrategie mit dem Ziel, 2010 6,75 % Biokraftstoffanteil zu erreichen. Mittelfristig soll besonders die Biomasse an Bedeutung gewinnen.

Entwicklung erneuerbarer Energien

In den letzten Jahren wurde ein beachtliches Wachstum der Energiebereitstellung aus EE erzielt. Der Anteil der Wärmeenergie an der Gesamtwärmebereitstellung stieg von 3,5% (1998) auf 6,0 % (2006). Beim Kraftstoffverbrauch wurden 2006 6,6 % des Gesamtverbrauchs aus EE gewonnen (1998: 0,2%). In der Stromerzeugung vervielfachte sich der EE-Anteil bezogen auf den gesamten Bruttostromverbrauch von 4,8 % im Jahr 1998 auf 12,0 % für 2006. Die Energiebereitstellung durch EE bezogen auf den Primärenergieverbrauch (PEV) stieg von 2,1% (1998) auf 5,8 % im Jahr 2006.

Die Umsetzung des EEG führte zu einem starken Ausbau der **Windenergie**, deren Stromerzeugung auf 30,5 TWh (ca. 5 % der gesamten Bruttostromerzeugung) bei einer installierten Leistung von rund 20 600 MW im Jahr 2006 anstieg. Allerdings verläuft die Entwicklung des Wind Offshore-Zubaus gegenüber der ursprünglichen Planung verzögert.

Biomasse

Die durch die Novellierung des EEG verbesserten Vergütungssätze insbesondere für Kleinanlagen und die Biomasseverordnung haben gute Voraussetzungen für eine weitere Marktentwicklung der Biomasse geschaffen. Dadurch und infolge der zusätzlichen KWK-Förderung konnte bis zum Jahr 2006 vor allem die Stromerzeugung aus Biomasse auf rd. 18,7 Mrd. kWh (ohne Deponiegas, mit biogenem Anteil des Abfalls) erhöht werden.

Solarthermie und Fotovoltaik

Die günstigen Rahmenbedingungen (z.B. MAP) ermöglichten einen intensiven Ausbau der Solarthermie auf den europäischen Spitzenwert von 8,6 Mio. m² Kollektorfläche, womit im Jahr 2006 3,3 TWh Wärme erzeugt wurden.

Bei der Fotovoltaik übertraf Deutschland 2004 im Zubau erstmals den bisherigen Spitzenreiter Japan. Der Beitrag zur Stromerzeugung ist mit 2,0 TWh (2006) aber weiterhin klein.

Wasserkraft und Geothermie

Bei nahezu unveränderter installierter Leistung erzielte die Wasserkraft in den letzten Jahren infolge besserer Witterungsbedingungen höhere Erträge (2006: 21,6 TWh). Die durch das novellierte EEG angestoßenen Vorhaben werden erst im Lauf der nächsten Jahre betriebsbereit sein.

Schlüsselthesen

- Deutschland ist in vielen EE-Sparten weltführend, beispielsweise beim Zubau von Fotovoltaik und Biodieselanlagen und bei der installierten Wind- und PV-Leistung, bzw. unter den „Top 5“ (Zubau von Sonnenkollektoren, installierte Biomasse-Leistung).
- EEG, Marktanreize und weitere Instrumente sind der Garant für die Zielerreichung.
- Ein weiterer Schwerpunkt muss auf den Ausbau der Energieerzeugung aus Biomasse gelegt werden, da es hier noch große unerschlossene Nutzungspotenziale gibt.

Schlüsselzahlen 2006

- **5,8 %**: Anteil der erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch
- **12,0 %**: Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch
- **6,0 %**: Anteil der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch für Wärme

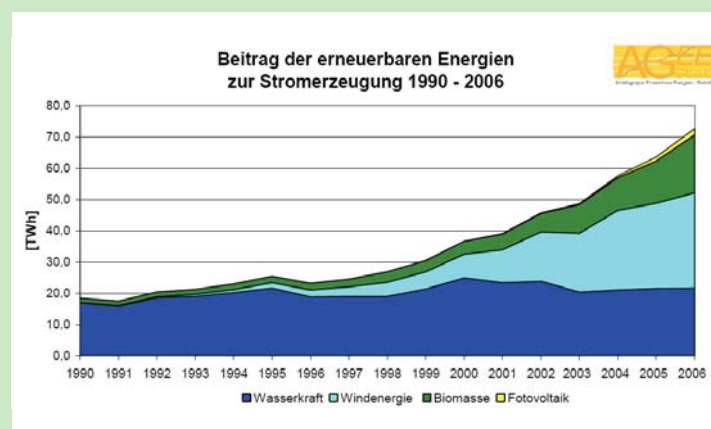


Abbildung 1: Beitrag der EE zur Stromerzeugung in D

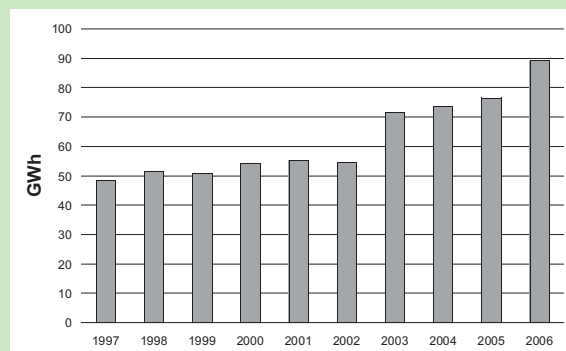


Abbildung 2: Entwicklung der Wärmeenergie aus Biomasse in Deutschland

Literatur

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (2007): „Entwicklung der erneuerbaren Energien im Jahr 2006 in Deutschland“, Berlin 2007.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (2005): „Bericht der Bundesrepublik Deutschland 2005 zur Erreichung des Richtziels für den Verbrauch von Strom aus Erneuerbaren Energiequellen im Jahr 2010“, Berlin Oktober 2005,

http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/downloads/doc/36211.php (18.11.2005)

Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung (ISI), Zentrum für Sonnenenergie und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) (2004): „Evaluierung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung Erneuerbarer Energien (Marktanreizprogramm) im Zeitraum Januar 2002 bis August 2004“, Forschungsvorhaben im Auftrag des BMU, Stuttgart, Karlsruhe Dezember 2004.

Seit Ende 2003 wird in Deutschland Strom aus Geothermie in geringem Maße bereitgestellt (2006: 0,4 GWh), weitere Projekte sind in Planung. Im Wärmebereich belief sich die Erzeugung in 2006 (überwiegend durch Wärmepumpen) auf etwa 2 TWh.

Förderprogramme und Instrumente zur Zielerreichung

Neben der Unterstützung von F&E wurden durch ein umfangreiches Paket an Förderprogrammen die Rahmenbedingungen für einen erweiterten Markteintritt der EE geschaffen. Ein wichtiges Element ist das seit April 2000 geltende Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), welches als Nachfolger des Stromeinspeisungsgesetzes (StrEG) nach den einzelnen erneuerbaren Energieträgern differenzierte Vergütungen für die Stromeinspeisung in das öffentliche Netz garantiert und somit einen entscheidenden Beitrag zur Wirtschaftlichkeit der Stromerzeugung aus regenerativen Quellen leistet. Im Rahmen der Novellierung vom August 2004 wurde das EEG an die Richtlinie 2001/77/EG der EU angepasst und die Förderung im Hinblick auf langfristige Investitionssicherheiten optimiert.

Die Wärmebereitstellung aus Geothermie, Solarenergie und Biomasse wird seit 1999 durch das von der Ökologischen Steuerreform getragene Marktanreizprogramm (MAP) vorangetrieben. Im Gebäudebereich konzentriert sich die Förderung vor allem auf Solarkollektoren und Biomasseheizungen. Die Kreditanstalt für Wiederaufbau bietet in diesem Sektor verschiedene Förderprogramme z.B. für auf EE basierende Heizungsanlagen an.

Im Kraftstoffsektor gilt eine Beimischungspflicht für Biokraftstoffe, die einen – ab 2007 ansteigenden - Mindestanteil von Biokraftstoffen an den in Verkehr gebrachten Diesel- und Benzinmengen verlangt. Zudem wird eine Gesamtquote verlangt, die bis 2010 auf 6,75 % und bis 2015 auf 8 % ansteigt. Diese Mindestquote kann sowohl durch Beimischung als auch durch Inverkehrbringen reinen Biokraftstoffs erfüllt werden. Zudem werden Reinbiokraftstoffe, die nicht der Quote unterliegen, steuerlich begünstigt. Die Begünstigung sinkt allerdings, bis sie 2012 einen Satz von 44,9 Ct/l erreicht.

Auch von Ländern und Kommunen wurden verschiedene Programme zur Förderung der Energiebereitstellung aus EE aufgesetzt.

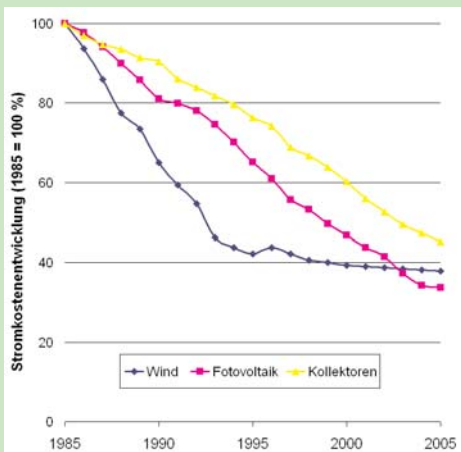


Abbildung 3: Entwicklung der spezifischen Investitionskosten (normiert auf 1985; Daten nach Nitsch 2006)

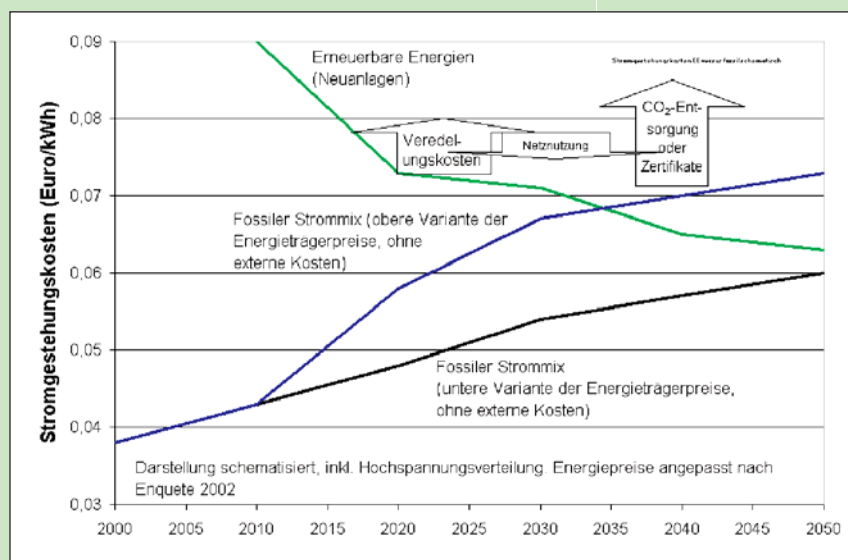


Abbildung 4: Vergleich der Stromgestehungskosten (Ct/kWh Mittelspannungsebene) für verschiedene Varianten der Energiepreisentwicklung (schematisch nach DLR et al. 2004)

Literatur

DLR, IFEU, WI (2004), „Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland“, Stuttgart, Heidelberg, Wuppertal

Nitsch (2007), „Leitszenario 2006“, Studie im Auftrag des Bundesumweltministeriums, Stuttgart

F. Staiß et al. (2007), „Jahrbuch Erneuerbare Energien“, Stuttgart 2007.

ZSW et al. (2006): Evaluierung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien (Marktanreizprogramm) im Zeitraum Januar 2004 bis Dezember 2005. Forschungsvorhaben im Auftrag des BMU. Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoffforschung, Technologie- und Förderzentrum im Kompetenzzentrum für Nachwuchsende Rohstoffe, Solites Steinbeis Forschungsinstitut für solare und zukunftsfähige thermische Energiesysteme, Stuttgart, Straubing 2006.

Sinkende Gestehungskosten der erneuerbaren Energien. Viele der heutigen EE-Technologien befinden sich heute noch in einer frühen Phase der Marktentwicklung. Die bereits jetzt zu beobachtende Kostendynamik bei vielen Sparten erneuerbarer Energien wird sich fortsetzen und mit steigendem technischen Fortschritt bei Anlagen und Herstellungsverfahren, höheren Stückzahlen und Lerneffekten zu Kostensenkungen innerhalb von 20 Jahren von 30 bis 60 % führen – je nach Technologie. Zudem werden neue Technologien eingeführt werden, beispielsweise organische Solarzellen, fortgeschrittene Geothermie-Technologien, solarthermische Kraftwerke oder Biomasse-Vergaser, die innovative Bereitstellungspfade mit mittelfristig deutlich geringeren Kosten ermöglichen werden.

Ansteigende Preise der fossil-nuklearen Energieträger. Begrenzte Verfügbarkeit, zunehmende geografische Konzentration insbesondere von Öl und Gas („strategische Ellipse“) sowie eine steigende weltweite Nachfrage werden zu steigenden Kosten der fossil-nuklearen Energieträger, insbesondere Gas und Öl, führen. Die IEA geht davon aus, dass ohne verstärkte Gegenmaßnahmen der Weltenergieverbrauch des Jahres 2030 70 % höher liegen wird als heute. Prognos antizipiert, dass die (realen) Öl- und Gaspreise um rund ein Drittel bzw. ein Viertel bis 2030 ansteigen. Die Ölpreisentwicklung der vergangenen Monate deutet darauf hin, dass die Preisentwicklung durchaus auch dramatischer verlaufen könnte. Für die Stromgestehungskosten ist damit zu rechnen, dass die Kosten auf Mittelspannungsebene von derzeit rd. 4 Ct/kWh auf langfristig (2050) über 6 Ct/kWh ansteigen werden. Analoges gilt für den Wärmemarkt. Mit einem Anstieg der Preise konventioneller Energieträger steigt die Konkurrenzfähigkeit der erneuerbaren Energien.

Steigende Einpreisung der CO₂-Minderung durch Emissionszertifikate oder CO₂-arme Kraftwerke.

Beim Vergleich zwischen erneuerbaren und fossilen Energiesystemen darf nicht übersehen werden, dass die ersteren nahezu frei von Klimagasemissionen sind. Ein ehrlicher Kostenvergleich muss diese unterschiedlichen externen Effekte berücksichtigen. Die Quantifizierung der Schadenskosten der Treibhausgase ist außerordentlich schwierig. Als Anhaltspunkt können die Kosten herangezogen werden, die bei der CO₂-Entsorgung aus fossilen Kraftwerken entstehen (siehe „CO₂-Sequestrierung“). Diese Mehrkosten liegen in einer Größenordnung von 2 bis 5 Ct/kWh_{el}. Auch die CO₂-Bepreisung im Rahmen des Emissionshandels quantifiziert diese Vermeidungskosten und führt zu einer Verschiebung der ökonomischen Wettbewerbsfähigkeit zu Gunsten der erneuerbaren Energien. Bereits heute wären damit Windenergieanlagen ohne Unterstützung konkurrenzfähig gegenüber neuen fossilen Kraftwerken. Langfristig würden die Stromgestehungskosten auf Mittelspannungsebene auf über 8 Ct/kWh ansteigen.

Ein auf erneuerbare Energien und Effizienz setzendes Energiesystem stellt sich somit langfristig – je nach angenommener Entwicklung und Kosten-Internalisierung in zwei bis vier Dekaden - günstiger dar als ein auf fossilen Rohstoffen beruhendes System. Werden zusätzlich externe Kosten der Energiesysteme betrachtet, beispielsweise Kosten durch Klimaschäden, Versauerung oder andere Umwelteffekte, so verschiebt sich der Kosten-Break Even-Punkt weiter zu Gunsten der erneuerbaren Energien (siehe Zweiseiter zu Externen Kosten).

Hintergrund

Externe Kosten der Stromerzeugung entstehen dann, wenn die Erzeugung des Stroms bei Dritten Schäden verursacht, welche die Stromversorger nicht als Kosten in ihren Strompreisen berücksichtigen müssen. Externe Kosten müssen von der Allgemeinheit oder einzelnen Betroffenen getragen werden. Hierzu gehören u.a. Gesundheitsschäden und Belastungen durch Lärm, Materialschäden durch Säure und Ruß an Gebäuden und Denkmälern, Verminderung land- und forstwirtschaftlicher Erträge durch die **klassischen Luftschadstoffe** wie SO₂-, Stickstoff- und Schwefeleintrag, Immissionsschäden z.B. durch bodennahes Ozon und zunehmend Schäden durch CO₂-bedingte **Klimaveränderungen**. Weiter gefasst ließen sich u.a. auch die politische und militärische Sicherung der Zugänge zu Energierohstoffen als externe Kosten ansehen. Heute fokussiert die Debatte sehr stark auf den Klimaschutz, insbesondere mögliche Auswirkungen auf die Regionen durch das Ansteigen der Temperaturen (zunehmende Häufigkeit von Hochwasser, Stürmen und Überflutungen an den Küsten, Trockenheit).

Herausforderungen bei der Quantifizierung externer Kosten

Die Berechnung externer Kosten insbesondere bei Klimaschäden ist komplex und bedarf diverser Annahmen, etwa die Bewertung von Risiken oder den Wert eines Menschenlebens. Die vorliegenden konkreten Zahlenangaben schwanken daher erheblich, da Klimaschäden global, langfristig und nur indirekt wirksam sind. Methodisch gibt es somit mehrere Ansätze, externe Kosten zu berechnen (z.B. Schadenskosten versus Vermeidungskosten; Willingness-to-pay versus Willingness-to-accept Ansätze; Years of Life Lost versus Value of Statistical Life-Ansatz zur Bewertung von Gesundheitsrisiken, etc.) und verschiedene, mitunter stark divergierende Ansätze für wesentliche Parameter (z.B. Diskontraten, etc.). Entsprechend groß ist die Bandbreite der Ergebnisse. Für regional begrenzt wirksame, klassische Luftschadstoffe liegen dagegen die Ergebnisse mittlerweile recht nahe beieinander

Vermiedene externe Kosten durch das EEG

Die konventionelle Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern verursacht bereits bei der Rohstoffgewinnung und später in der Verstromung erhebliche Umweltbelastungen. Je nach Rohstoff (Kohle, Öl oder Gas) werden bei der Verbrennung unterschiedlich große Mengen CO₂ sowie diverse klassische Luftschadstoffe freigesetzt. Kernkraftwerke emittieren zwar keine direkten CO₂-Emissionen, verursachen dennoch im Betrieb externe Kosten durch Störfälle sowie radioaktiven Abfall.

Auch die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien verursacht externe Kosten, wenn auch in weit geringerem Umfang. Diese ergeben sich fast ausschließlich aus dem Bau der Anlagen, da hierbei Rohstoffe und Energie aus konventioneller Erzeugung verwendet wird. Dies betrifft vor allem die Herstellung von Solarzellen, die energieintensiv ist, während Wind, Wasser oder Biomasse nur sehr geringe Werte erreichen.

An der gesamten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien von 64 TWh in 2005 haben derzeit Wasser- und Windkraft einen Anteil von

Schlüsselthesen

- Energiewandlung und -nutzung verursachen externe Kosten.
- Die externen Kosten der Strombereitstellung aus fossilen Energieträgern hängen wesentlich von der Höhe der Klimaschäden ab. Die externen Kosten von Kohlekraftwerken liegen in einer Größenordnung zwischen 5 und 7 Ct/kWh.
- Erneuerbare Energien reduzieren die externen Kosten der Energiebereitstellung und -nutzung deutlich.
- Es kann davon ausgegangen werden, dass die Aufwendungen zur Förderung erneuerbarer Energien durch das EEG durch vermiedene externe Kosten kompensiert werden.

Schlüsselzahlen

- **3,4 Mrd €:** vermiedene externe Kosten durch das EEG im Jahr 2006
- **0,1 bis 1 Ct/kWh:** Externe Kosten von erneuerbaren Energien
- **70 €/t CO₂:** Bester Schätzwert für Klimaschadenskosten

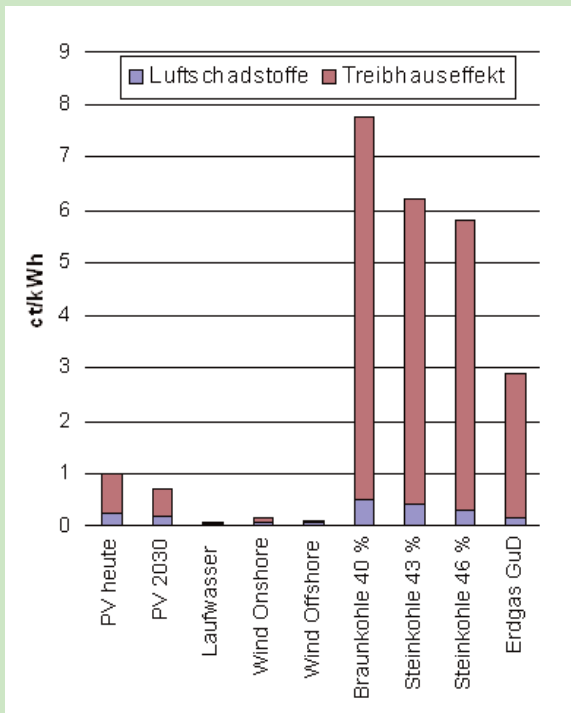


Abbildung 1: Externe Kosten der Strombereitstellung aus unterschiedlichen Energieträgern (Krewitt, Schlomann 2006)

Handlungsempfehlungen

Die Anwendung der Ergebnisse zu externen Kosten (insbesondere Klimafolgen) in der Stromerzeugung in politischen Entscheidungsprozessen im Hinblick auf erneuerbare Energien steht trotz aller wissenschaftlicher Erkenntnisfortschritte immer noch am Anfang. Zukünftig sollte in allen volkswirtschaftlichen Vergleichsbetrachtungen - in der Wissenschaft aber auch umweltpolitischen Entscheidungen (Schadstoffnormen bei Kraftwerken, Pkw) – die Berücksichtigung externer Effekte generell vorgenommen werden. Für die Berechnung von Klimaschäden wird ein Wert von 70 EUR/t CO₂ Schadenskosten empfohlen.

Literatur

W. Krewitt, B. Schlomann (2006): "Möglichkeiten und Grenzen der Nutzung von Angaben zu externen Kosten in umweltpolitischen Entscheidungsprozessen beim Vergleich von erneuerbaren und fossilen Energieträgern." Gutachten des DLR/Fraunhofer-ISI im Auftrag des Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW).

H.-J. Ziesing (Hrsg.) (2003), „Externe Kosten in der Stromerzeugung“, Bericht und Ergebnisse des Workshops „Externe Kosten“ in Berlin. VWEW Verlag 2004.

IER (2005) Bericht I 2.2.-90541/84 des UBA „Vergleich der externen Kosten der verschiedenen Primärenergieträger und der Internalisierung derselben via Angaben, Subventionen, Mindestpreisen“, Sept. 2005.

Ergebnisse aus ExternE unter www.externe.info

zusammen über 77 %. Beide verursachen nur in geringem Maß externe Kosten, substituieren aber im wesentlichen Strom aus Braunkohle (Wasserkraft) und Steinkohle (Windkraft), die die höchsten externen Kosten aufweisen. Insofern helfen die Erneuerbaren, externe Kosten in erheblichem Umfang zu vermeiden.

Laufende FuE-Vorhaben des BMU

Beim BMU bzw. UBA wurden kürzlich zwei Forschungsprojekte abgeschlossen, die sich mit verschiedenen Aspekten externer Kosten befassen („Entwicklung einer Methodenkonvention zur Abschätzung externer Kosten“ [IER] sowie „Nutzung von Angaben zu externen Kosten in politischen Entscheidungsprozessen“ [DLR/ISI]). Als weitere bereits abgeschlossene Untersuchungen wären der „Vergleich externer Kosten der Stromerzeugung in Bezug auf das Erneuerbare Energien Gesetz“ von Hohmeyer (2001) sowie auch „Cost of Inaction and Costs of Action in Climate Protection“ von Kemfert/Schumacher (DIW 2005) zu nennen. Letztere Studie verwendet externe Kosten, um entsprechende Schadenskosten zu berechnen.

Ziel insbesondere des DLR/ISI-Vorhabens war es, die bereits bekannten, vorliegenden Zahlen zu externen Kosten in der Stromerzeugung für Entscheidungsprozesse aufzubereiten. Nach Auswertung der vorliegenden Literatur und unter besonderer Berücksichtigung der Ergebnisse der Defra-Studie wird empfohlen, zur Berechnung externer Kosten als „besten Schätzwert“ Schadenskosten durch CO₂-Emissionen in Höhe von 70 €/tCO₂ zu verwenden (unterer Grenzwert: 15 €/tCO₂; hoher Schätzwert: 280 €/tCO₂). Dieser Wert der Schadenskosten liegt in einer sinnvollen Größenordnung im Vergleich zu vom WBGU in verschiedenen Szenarien zur Stabilisierung der globalen CO₂-Konzentration unter 450 ppm berechneten marginalen Vermeidungskosten.

Der durch die EEG-Förderung angestoßene Ausbau erneuerbarer Energien führt zu einer Substitution von Strom aus konventionellen Kraftwerken durch Strom aus erneuerbaren Energien und damit zu einer Vermeidung von Umweltschäden und den daraus resultierenden externen Kosten. Durch den nach EEG vergüteten Strom sind in Deutschland im Jahr 2006 die Emissionen von ca. 46 Mill. t CO₂, 15 kt SO₂, 32 kt NO_x und 3 kt Partikel vermieden worden. Mit den oben abgeleiteten Ansätzen zur monetären Bewertung entspricht dies vermiedenen externen Kosten in Höhe von ca. 3,4 Mrd. €. Dem steht eine EEG-Vergütung in Höhe von etwa 5,5 Mrd. € gegenüber, bei einem anlegbaren Strompreis von 4,4 ct/kWh entspricht dies einer Förderung durch das EEG in Höhe von 3,2 Mrd. €. **Es kann also davon ausgegangen werden, dass die Aufwendungen zur Förderung erneuerbarer Energien durch das EEG durch vermiedene externe Kosten kompensiert werden.** Unabhängig von verschiedenen anderen Zielen, die mit dem EEG verfolgt werden, „lohnt“ sich also die Förderung erneuerbarer Energien alleine aufgrund der vermiedenen Umweltschäden und des damit verbundenen volkswirtschaftlichen Nutzens.

Auch in der **Wärmeerzeugung** entstehen erhebliche externe Kosten, die bisher relativ wenig Beachtung finden und durch regenerative Wärmenutzung nach bislang vorliegenden Informationen deutlich zu vermindern wären.

Hintergrund

Die dynamische Entwicklung erneuerbarer Energien in Deutschland ist nicht nur zu einer wesentlichen Säule des deutschen Klima- und Ressourcenschutzes geworden. Durch die Vorreiterrolle Deutschlands im Bereich erneuerbare Energien ist auch eine leistungsfähige und exportstarke Industrie entstanden, von der wiederum der Arbeitsmarkt profitiert. Diese Entwicklung hat starke Auswirkungen auf den Arbeitsmarkt. Doch während in früheren Studien lediglich die Beschäftigtenzahlen im Bereich der erneuerbaren Energien aufgezeigt wurden, war die Auswirkung des Ausbaus erneuerbarer Energien auf andere Bereiche des Arbeitsmarktes insbesondere unter Berücksichtigung des Außenhandels unklar.

Schwierigkeiten bei der Vorhersage

Die Voraussage der zukünftigen Bedeutung erneuerbarer Energien für den Arbeitsmarkt ist aufgrund der komplexen gesamtwirtschaftlichen Wirkungen schwierig. Wesentliche Variablen sind die Entwicklung der Energiekosten, die Entwicklung des Außenhandels sowie die zukünftigen politischen Rahmenbedingungen für den Ausbau von erneuerbaren Energien. Aus diesen Variablen ergibt sich die Rentabilität von erneuerbaren Energien, die sich wiederum auf die Investitionstätigkeit und den Arbeitsmarkt auswirkt.

Die Studie „Erneuerbare Energien – Arbeitsplatzeffekte“ (ZSW et al. 2006) stützt sich auf eine Befragung von mehr als 1100 Anlagenherstellern, Betreibern, Zulieferern, Projektierern, Finanzierern, Versicherern und Händlern sowie differenzierte Szenarien zur Entwicklung des deutschen und weltweiten Marktes für erneuerbare Energien in den Bereichen Strom, Wärme und Kraftstoff bis zum Jahr 2030. Zur Analyse der komplexen gesamtwirtschaftlichen Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien einschließlich der hierbei möglichen negativen Beschäftigungsimpulse wurde das makroökonomische Modell Panta Rhei eingesetzt.

Ergebnisse der Studie

Unter den heutigen Rahmenbedingungen ist in der Hauptvariante der Studie selbst bei eher verhaltenen Annahmen zur künftigen Entwicklung des deutschen Exports von EE-Anlagen bis zum Jahre 2020 mit einem Anstieg der Beschäftigung in der erneuerbaren Energie-Branche von derzeit rd. 214 000 auf gut 300 000 zu rechnen. Ein Großteil dieser Arbeitsplätze entfällt auf mittelständische Unternehmen, die sich vielfach in strukturschwachen Regionen ansiedeln und so einen Beitrag zur regionalen Wertschöpfung leisten. Bis 2030 wird unter gleichen Voraussetzungen ein weiterer Anstieg auf über 330 000 Beschäftigte möglich gehalten. In optimistischeren Exportszenarien weist die Studie für 2030 sogar über 400 000 Beschäftigte im Bereich der erneuerbaren Energien aus.

Größter Arbeitgeber mit aktuell rund 43 % der Beschäftigten ist die Biomassebranche, gefolgt vom Bereich Windenergie mit 34 %. Auf die Solarbranche entfallen 16 % der Arbeitsplätze, im Bereich Wasserkraft sind gut 4 % beschäftigt.

Auch unter Berücksichtigung möglicher negativer Beschäftigungseffekte fällt die Beschäftigungsbilanz der erneuerbaren Energien eindeutig positiv aus. Ihr Nettobeschäftigungsbeitrag von derzeit – geschätzt – etwa 35 000 und 40 000 zusätzlichen Arbeitsplätzen steigt

Schlüsselthesen

- Aktuell sind rund 214 000 Menschen in Deutschland im Bereich der erneuerbaren Energien beschäftigt. Die Branche ist mittelständisch geprägt, Deutschland gilt als weltweit attraktivster Unternehmensstandort für erneuerbare Energien.
- Bis zum Jahr 2010 wollen die Unternehmen ihre Beschäftigtenzahlen um etwa 50% erhöhen.
- Bei einem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien wird mit einem Anstieg der Beschäftigung auf 300 000 Arbeitsplätze bis 2020 und 330 000 bis 2030 gerechnet. Optimistische Schätzungen erwarten 2030 mehr als 400 000 Arbeitsplätze.
- Berücksichtigt man zu erwartende Umschichtungen auf dem Arbeitsmarkt, so ist immer noch mit einem Nettobeschäftigungszuwachs zwischen 60 000 und 180 000 Stellen bis 2030 zu rechnen.

Schlüsselzahlen

- **+ 36 %:** Anstieg der Beschäftigtenzahl 2004 bis 2006 im Bereich EE
- **214 000:** Beschäftigte im Bereich EE
- **22,9 Mrd. €:** Gesamtumsatz mit EE in Deutschland

Begriffsdefinitionen

Die **Bruttobeschäftigung** im Bereich der erneuerbaren Energien gibt die Anzahl der in der Branche Erwerbstätigen wieder. Sie setzt sich aus der **direkten Beschäftigung** (z.B. Anlagenbauer) und der **indirekten Beschäftigung** zusammen, wobei Letztgenannte aus der Nachfrage der direkten Beschäftigung in anderen Wirtschaftssektoren ergibt (Zulieferer, Serviceunternehmen...).

Bei der **Nettobeschäftigung** werden auch negative Beschäftigungseffekte berücksichtigt. Sie können sich bei den erneuerbaren Energien z.B. durch Arbeitsplatzverlagerungen im Bereich der konventionellen Energieerzeugung ergeben. Auch spielen die Kosten der erneuerbaren Energieträger für die Öffentlichkeit eine Rolle, weil das verwendete Geld nicht in anderen Bereichen investiert werden kann (**Budgeteffekt**). Sinken die Kosten für erneuerbare Energien unter die der Herkömmlichen, so wird der Budgeteffekt positiv, was sich wiederum positiv auf die Nettobeschäftigung auswirkt.

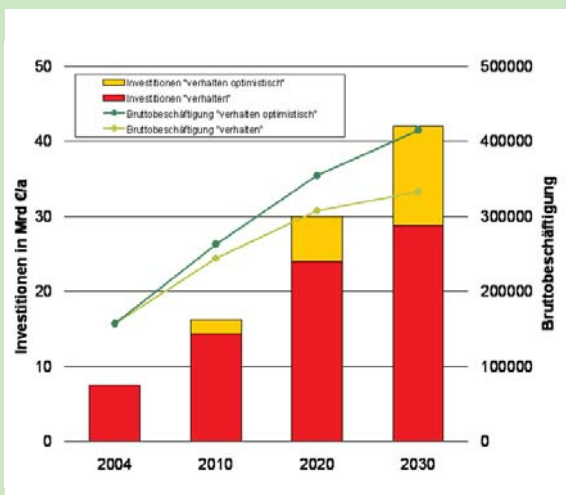


Abbildung 1: Anlageninvestitionen deutscher Unternehmen im In- und Ausland und dadurch induzierte Bruttobeschäftigung für zwei Export-szenarien (ZSW 2006)

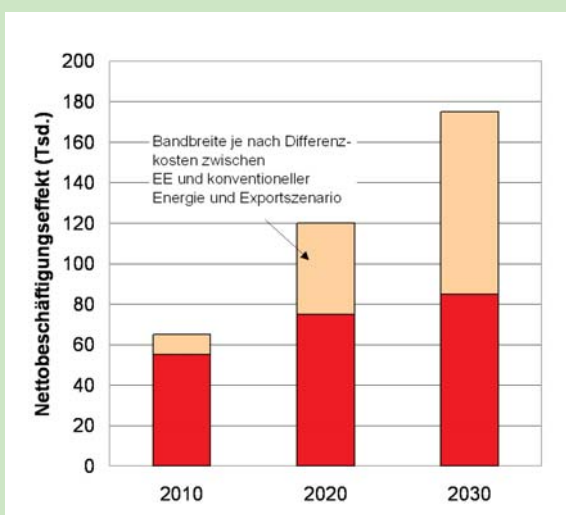


Abbildung 2: Nettobeschäftigungseffekte zwischen einem Referenzszenario und einem EE-Ausbauszenario („NatPlus-2005“) bei unterschiedlichen Energiepreis- und Exportvarianten (ZSW et al. 2006)

Literatur

ZSW, DLR, DIW, GWS (2006), „Erneuerbare Energien: Arbeitsplatzeffekte. Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien auf den deutschen Arbeitsmarkt“, Studie im Auftrag des Bundesumweltministeriums, Stuttgart 2006.

demnach kontinuierlich an. Bis 2030 dürfte sich die Zahl der Netto-Arbeitsplätze selbst bei bewusst konservativen Annahmen für die Entwicklung des weltweiten Marktes und für die Preise konventioneller Energieträger auf rd. 80 000 erhöhen. Negative Netto-Beschäftigungseffekte würden nur für den – unrealistischen – Fall eintreten, dass die Exporte praktisch zum Erliegen kommen und die Energiepreise langfristig wieder auf das Niveau der Jahre 2000 – 2002 zurückgehen. Dagegen führen andere Annahmen (stärkerer Anstieg der Energiepreise und mehr Export) zu teilweise deutlich höheren Beschäftigungseffekten, die 2030 eine Größenordnung von bis zu 415 000 Brutto- bzw. 180 000 Netto-Arbeitsplätzen erreichen.

Exportmärkte

Für die Arbeitsmarktsituation im Bereich der erneuerbaren Energien ist die Entwicklung von Import und Export von Rohstoffen, Komponenten, Anlagen und Technologie von besonderer Bedeutung. In einem sich dynamisch entwickelnden Weltmarkt – die IEA geht in einem eher konservativen Szenario davon aus, dass sich die Investitionen in erneuerbare Energien von derzeit rd. 40 auf 115 Mrd Euro im Jahr 2020 erhöhen könnten, andere, gemäßigt optimistische Szenarien sogar von 250 Mrd. Euro pro Jahr – liegen für deutsche Unternehmen große Chancen, insbesondere weil der Anteil der in Deutschland getätigten Investitionen im Vergleich zur restlichen Welt sinken wird. Vor allem mit High-Tech-Produkten mit kurzen Innovationszyklen kann Deutschland als Vorreiterland langfristig erfolgreich sein. Im Jahr 2020 könnten Absatzmärkte bis zu 30 Mrd. Euro pro Jahr für deutsche Unternehmen entstehen.

Aktuell ist Europa mit 65% aller Exporte unser mit Abstand wichtigster Markt, gefolgt von Asien (14%) und Nordamerika (6%). Besonders exportstark ist die Windenergiebranche, im Bereich der Photovoltaik dagegen wird wesentlich mehr importiert als exportiert. Das liegt hauptsächlich daran, dass die heimische Produktion mit dem Nachfrageboom der letzten Jahre nicht nachkommen konnte.

Was die Markterschließungsstrategien deutscher Unternehmen angeht, zeichnet sich ein heterogenes Bild ab. Neben direkten Exporten sind auch Niederlassungsgründungen, Fusionen, Joint Ventures und Kooperationen gängige Praxis. Lediglich die Lizenzvergabe wird branchenübergreifend abgelehnt. Die wesentlichen Exporthindernisse sind schwierige Marktzugänge aufgrund von Handelsbarrieren und Protektionismus sowie Defizite im Bereich von Information, Kommunikation und Koordination. Im ersten Bereich ist die Politik gefragt, im zweiten können Exportinitiativen vor allem dem Mittelstand helfen.

Bedeutung von erneuerbaren Energien und Effizienz für den deutschen Klimaschutz

Die Szenarioanalysen im „Ökologisch optimierten Ausbau der Nutzung Erneuerbarer Energien“ (BMU 2004) haben gezeigt: der Ausstieg aus der Atomenergie und die Erfüllung eines ambitionierten Klimaschutzziels sind simultan nur zur Erreichung, wenn der Ausbau erneuerbarer Energien (EE) und verstärkte Anstrengungen im Bereich der Energieeffizienz (EF) und des Energiesparens parallel verlaufen. Im „Leitszenario 2006“ werden die Angaben aus BMU (2004) anhand der derzeitigen Energiepreisentwicklung aktualisiert. Das Szenario zeigt, dass ehrgeizige Klimaschutzziele (80 % Minderung der CO₂-Emissionen gegenüber 1990) erreicht werden, wenn sowohl die erneuerbaren Energien ausgebaut werden als auch die Nutzungseffizienz auf allen Gebieten erhöht wird.

Langfristig werden dabei erneuerbare Energien und Energieeffizienz hinsichtlich der CO₂-Einsparwirkungen einen ähnlichen Beitrag leisten. Das Leitszenario geht davon aus, dass von den über 600 Millionen Tonnen CO₂-Reduktion ab 2005 in etwa gleiche Beiträge von den erneuerbaren Energien und der Effizienz (inkl. KWK) geleistet werden (Tabelle 1).

Auf die Bereiche Strom, Wärme und Kraftstoffe aufgeteilt ergibt sich allerdings ein heterogeneres Bild. Wesentliche CO₂-Einsparungen im Strombereich werden durch den Einsatz von EE erreicht (bis zu rd. 240 Mill. t CO₂). Auch die Effizienz trägt zu den CO₂-Minderungen bei an, allerdings auf Grund der noch ungebrochenen Wachstumstendenz im Strommarkt und noch nicht installierten umfangreichen Maßnahmenpakete zeitverzögert. In den ersten zwei Dekaden wird ein Teil der insgesamt erzielten CO₂-Reduktionen durch den Ausstieg aus der Atomenergie kompensiert.

Im Wärmebereich wird die Minderung der CO₂-Emissionen dagegen hauptsächlich durch eine verbesserte Effizienz erreicht. Hier zeigt sich u.a. das große Einsparpotenzial durch Altbausanierung und hohe Energiestandards im Neubau. Der Anteil der EE an den gesamten Klimaeinsparungen bleibt deutlich zurück. Im Verkehrssektor sind die erwarteten CO₂-Einsparungen auch im Zeitverlauf etwa gleich verteilt auf EE und EF.

Synergien und Konkurrenzen zwischen EE und EF

Bereits heute gibt es verschiedene Verbindungslinien zwischen erneuerbaren Energien und Energieeffizienz, die sowohl **konkurrierenden** als auch **synergetischen** Charakter haben können. Folgende Beispiele sollen das erläutern:

- **Technische Aspekte.** Z. B. ergibt sich bei der Umsetzung von Gebäudesanierung und dem daraus resultierenden niedrigen Heizenergiebedarf die Anforderung, die Heizungssysteme und -infrastruktur anzupassen. Niedriger Heizwärmebedarf bedeutet zugleich erschwerte Bedingungen für die erfolgreiche Entwicklung von

Schlüsselthesen

- In verschiedenen Szenarien tragen erneuerbare Energien (EE) und Energieeffizienz (EF) ungefähr gleichrangig zur Reduktion der Klimagase bei.
- Trotz der unbestrittenen Bedeutung beider Optionen sind EE und EF institutionell, instrumentell, aber auch technisch bisher nicht optimal miteinander verzahnt. Teilweise werden sie sogar gegeneinander ausgespielt. Durch eine intelligente Verbindung von EE und EF kann bisher ungenutztes Potenzial abgerufen werden.

	2005	2010	2020	2030	2050
Strom:					
EE-Strom einschl. 2005	-57	-78	-116	-166	-242
EE-Strom ab 2005 (Substit. v. a. fossil)	0	-20	-58	-108	-185
EFF Strom + Änderung Mix ab 2005	0	-2	+8	-24	-88
Wärme:					
EE-Wärme einschl. 2005	-18	-24	-33	-46	-71
EE-Wärme ab 2005	0	-6	-15	-28	-53
EFF Wärme ab 2005	0	-31	-76	-111	-180
Kraftstoffe:					
EE-Kraftstoffe einschl. 2005 *)	-7	-14	-26	-35	-54
EE-Kraftstoffe ab 2005 *)	0	-7	-20	-28	-47
EFF-Kraftstoffe ab 2005	0	-8	-19	-31	-69

*) Eine bessere Effizienz der Biotreibstoffe der 2. Generation ist berücksichtigt. Aus analytischen Gründen enthält die Zeile Stromeffizienz auch die Änderung des Mixes ab 2005.

Tabelle 1: CO₂-Substitution durch erneuerbare Energien und Effizienz (gerundet, in Mio. t CO₂) im Leitszenario 2006 (Nitsch 2007)

Beispiel technische Verzahnung: Haustechnik für das Passivhaus

Da auf Grund der kontrollierten Lüftung und der guten Wärmedämmung von Passivhäusern der Jahresheizwärmebedarf sehr gering ist, werden neue Technologien für Passivhäuser entwickelt, beispielsweise Wärmepumpenkompaktgeräte, Brennwert-Kompaktgeräte oder Kleinstwärmeerzeuger (1-2 kW) auf Biomasse-Basis.

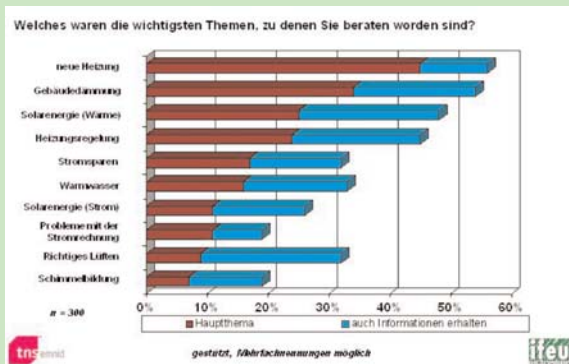
Beispiel instrumentelle Verzahnung: Solar und Spar

In verschiedenen Projekten an nordrhein-westfälischen Schulen werden EE- und EF-Initiativen wirksam gebündelt. Die Grundidee der sog. „100 000 Watt-Solarinitiative“ ist, dass gleichzeitig pro Schüler 50 Watt Beleuchtungsleistung durch eine Modernisierung der Beleuchtungsanlage eingespart werden und 50 Watt Solarzellen-Leistung installiert werden.

Unter dem Stichwort „Kombinationsmarketing“ gelingt es, sinnvolle, aber u. U. einzeln ökonomisch nicht tragfähige Maßnahmen zu einem Maßnahmenpaket zu bündeln und so größere Minderungseffekte zu erzielen.

Beispiel kommunikative Verzahnung: Energieberatung

Bei der Evaluierung der Stationären Energieberatung der Verbraucherzentralen (EMNID, ifeu 2005) wurde deutlich, dass die Erneuerung der Heizung das wichtigste Beratungsthema bei der Beratung von Hauseigentümern ist. Vielfach wird dieses Initialthema in der Beratung genutzt, um auf die verschiedenen Effizienz-Optionen hinzuweisen.



Literatur

BMU (2004) DLR, IFEU, WI, „Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland“, Stuttgart, Heidelberg, Wuppertal 2004.

J. Nitsch (2007), Leitszenario 2006, Studie im Auftrag des Bundesumweltministeriums.

IFEU und Emnid (2005) M. Duscha, E. Dünhoff, O. Krieg, „Evaluation der stationären Energieberatung der Verbraucherzentralen, des Deutschen Hausfrauenbundes Niedersachsen und des Verbraucherservice Bayern“, Heidelberg 2005.

Nahwärme, die wiederum für den Einsatz von erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung förderlich ist.

- **Instrumentelle Aspekte.** Die EnEV schreibt Anforderungen an den Wärmeschutz vor, die teilweise durch eine auf erneuerbaren Energien basierende Heizung aufgefangen werden können. Einerseits schafft diese Regelung aus Sicht der Architekten zusätzliche, wünschenswerte Planungsfreiräume. Zugleich werden aber durch diese gegenseitige „Ersatzmöglichkeit“ EF versus EE zum Teil Gebäudestandards umgesetzt, die aus Klimaschutzsicht kontraproduktiv sind, da sie die Ausstattung der Gebäudehülle für mehrere Jahrzehnte betreffen, während die Heizgeräte oftmals eine kürzere Lebensdauer haben.

Ähnliche Wechselwirkungen können sich auch bei anderen Instrumenten ergeben, beispielsweise im EEG, bei der ACEA-Selbstverpflichtung der Automobilindustrie (Diskussion um Anrechnung von Biokraftstoffen auf das Minderungsziel), beim KWK-Gesetz oder bei der KfW-Förderung.

- **Ökonomische Aspekte.** Auf der Makroebene konkurrieren auf der einen Seite EF und EE um politische Aufmerksamkeit, Ergänzungen im Policy-Mix und staatliche Mittel für Forschung und Entwicklung sowie staatliche Anschubfinanzierung des Markttransformationsprozesses. Auf der anderen Seite geht es um die gesamtwirtschaftliche Optimierung des Energiesystems als Ganzes, was die Notwendigkeit umfangreicher Energiekosteneinsparungen zur gesamtwirtschaftlich möglichst kostenneutralen Unterstützung der EE einschließt. Auf der Mikroebene konkurrieren auf der einen Seite EF und EE um Investitionsmittel. Auf der anderen Seite lassen sich EF- und EE-Maßnahmen zu attraktiven „Solar & Spar“-Investitionspaketen bündeln.

- **Kommunikation.** Auch in der Kommunikation von erneuerbaren Energien und Effizienz ergeben sich Schnittmengen und Chancen. Das vielfach große Interesse an erneuerbaren Energien beispielsweise für den Hausenergiebereich führt heute viele Interessenten zu einer Energieberatung. Hier können gezielt Maßnahmen der Effizienz eingebracht werden, die mit erneuerbaren Energien zu koppeln sind – das schwierige Effizienz-Marketing kann hier vom EE-Marketing profitieren.

Handlungsempfehlungen

Eine Gesamtstrategie unter Berücksichtigung beider Bereiche – EE und EF – ist erforderlich und wird gegenwärtig im Rahmen eines laufenden Vorhabens konzipiert.

Hintergrund

Die Abtrennung und Bewahrung von CO₂ (Carbon Capture and Storage CCS) wird aktuell als wirksames Verfahren zur Reduktion von CO₂-Punktquellen diskutiert. In Deutschland wird das Thema insbesondere von den großen Energieversorgern verfolgt – Vattenfall plant die Errichtung einer Oxyfuel-Pilotanlage und RWE hat Ende März den Bau eines Kraftwerks mit integrierter Kohlevergasung (IGCC) und CO₂-Abscheidung angekündigt – und vom BMWi im Rahmen des COORETEC-Programms gefördert.

Die Verfahren zur CO₂-Abtrennung sind bekannt und zum Teil großtechnisch erprobt, aber „there is relatively little experience in combining CO₂ capture, transport and storage into fully integrated CCS system.“ (IPCC 2005)

Als **Speichermedien** werden insbesondere verschiedene geologische Formationen (ausgeförderte Gas- und Ölfelder, saline Aquifere, tiefe Kohleflöze, stillgelegte Salzbergwerke) untersucht. Die Bandbreite der Schätzungen globaler Speicherpotenziale liegen zwischen 476 und 5.880 Gt CO₂ (z. Vgl. globaler Ausstoß 2005: 27,3 Gt). Die vielversprechendste Speicheroption sind ausgeförderte Gasfelder, die allerdings nur ein Speichervermögen von wenigen Jahren der CO₂-Emission aus großen Punktquellen (rd. 400 Mill. t/a) aufweisen. Tiefe saline Aquifere haben ein wesentlich höheres Speicherpotenzial, sind aber teurer in der Erschließung. Insgesamt ergeben sich – je nach Abgrenzung – Speicherpotenziale zwischen ca. 18 und 47 Gt, ausreichend für 36 bis 93 Jahre der Emissionen aus punktförmigen deutschen Großquellen.

Offene Fragen der CO₂-Entsorgung

Zusatzkosten. Die Errichtung der CO₂-Entsorgungsinfrastruktur und der zusätzliche Brennstoffeinsatz führt zu Mehrkosten, die in verschiedenen Quellen unterschiedlich hoch beziffert werden. Der IPCC SR (2005) quantifiziert sie für den Kraftwerkeinsatz zwischen 0,01 und 0,05 US\$/kWh_{el}. WI et al. (2006) berechnet diese für ein Kraftwerk im Jahr 2020 mit rd. 2,5 Ct/kWh_{el} (Steinkohle) bzw. 1,8 Ct/kWh_{el} (Erdgas). Daraus leiten sich CO₂-Vermeidungskosten von 40 bis 50 €/t CO₂ (Steinkohle) bzw. 60 €/t CO₂ (Erdgas) ab.

Damit erreichen die Stromgestehungskosten fossiler Kraftwerke Größenordnungen von 6 bis 7 Ct/kWh im Jahr 2020 und 7 (Kohle) bis 8 Ct/kWh (Erdgas) im Jahr 2040 und **liegen in einer ähnlichen Größenordnung wie die für 2020 antizipierbaren Kosten der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien** (im Jahr 2020 Mix 8,1 Ct/kWh, Wind 6 Ct/kWh). Während letztere jedoch immer günstiger werden, führt die Verteuerung der Brennstoffe (Kohle bzw. Erdgas) zu einer weiter steigenden Preistendenz.

Energie- und Klimabilanz. Durch den Energie-Eigenbedarf der CO₂-Abtrennung steigt der erforderliche Brennstoffbedarf erheblich an. Dies führt zu erhöhten Umweltauswirkungen der Rohstoffförderung und -verbrennung, aber auch zu einem höheren Aufkommen zu entsorgenden CO₂s. Zudem kann das CO₂ nicht vollständig aus dem Rauchgas abgetrennt werden. Durch den Mehrverbrauch kommt es zu höheren Grubengas-Emissionen (Steinkohle). Über den Lebenszyklus betrachtet werden die Treibhausgas-Emissionen daher nur um 65 bis 85 % reduziert. CCS führt nicht zu CO₂-freien, sondern zu CO₂-ärmeren Kraftwerken.

Infrastruktur und Systemkompatibilität. Tendenziell sind Speichermöglichkeiten vor allem in Niedersachsen vorhanden, während sich die Punktquellen auf die Braunkohle-Revier und das Ruhrgebiet konzentrieren. Detaillierte Analysen müssen die Übereinstimmung von Kohlenstoff-Senken und -Quellen und weitere infrastrukturelle Aspekte klären. Zudem ist CCS nicht kompatibel mit einem Ausbau der dezentralen Kraft-Wärme-Kopplung.

Schlüsselthesen

- CCS-Kraftwerke sind nicht CO₂-frei, sondern CO₂-arm.
- Auf Grund der Zusatzkosten werden fossile Kraftwerke mit CCS mittelfristig in einem ähnlichen Kostenbereich sein wie die erneuerbare Stromproduktion.
- Zahlreiche technische, wirtschaftliche, ökologische und Akzeptanz-Fragen sind noch offen.
- CCS kann weder kurz- (Technologieverfügbarkeit) noch langfristig (Speicherpotenzial; Kostenkonkurrenz zu EE und Effizienz; Rohstoffbedarf), allenfalls mittelfristig einen Beitrag zum Klimaschutz leisten. CCS wird großtechnisch erst in 20-25 Jahren verfügbar sein. Es kommt damit zu spät für die Kraftwerke, die derzeit erbaut werden.
- Die Kopplung von CCS mit einer Wasserstoffherzeugung aus Kohle ist verfahrenstechnisch einfacher als eine Nachrüstung von Kohlekraftwerken.

Schlüsselzahlen

- **6 bis 8 Ct/kWh:** Stromgestehungskosten fossiler Kraftwerke mit CCS 2020
- **65 bis 85 %:** Reduktion der Lebenszyklus-Treibhausgase durch CCS

Verfahren der CO₂-Abtrennung (Auswahl)

- Precombustion-Verfahren, in denen das CO₂ vor der Verbrennung aus dem Gasstrom entzogen wird. Wird Kohle als Brennstoff eingesetzt, muss sie zunächst vergast werden (IGCC-Kraftwerke).
- Postcombustion-Verfahren. Das CO₂ wird mit Hilfe eines geeigneten Lösungsmittels (z. B. MEA) oder anderer Abtrennverfahren (z. B. Membranen) aus dem Rauchgas des Kraftwerkes ausgewaschen. Das Lösungsmittel muss dann regeneriert werden.
- Oxyfuel. Erfolgt die Verbrennung der Kohle mit Sauerstoff statt mit Luft, so verringert sich das Volumen des Rauchgases und die Konzentration von CO₂ im Rauchgas steigt. Dadurch wird die Abtrennung erleichtert. Der Sauerstoff wird durch energieaufwändige Zerlegung von Luft hergestellt.

Speicherformation	Potenzial (Gt)	Stabilität	Kosten
Ausgeförd. Gasfelder	2,3-2,5	+	+
Tiefe saline Aquifere	12-28	+	--
Tiefe Kohleflöze	3,7-16,7	+	--
Ausgef. Ölfelder	0,11	+	++
Salzkavernen	0,04	--	k. A.
Stillgelegte Kohlebergwerke	0,78	--	--

Tabelle 1: Bewertung von Speicheroptionen (BMU 2006)

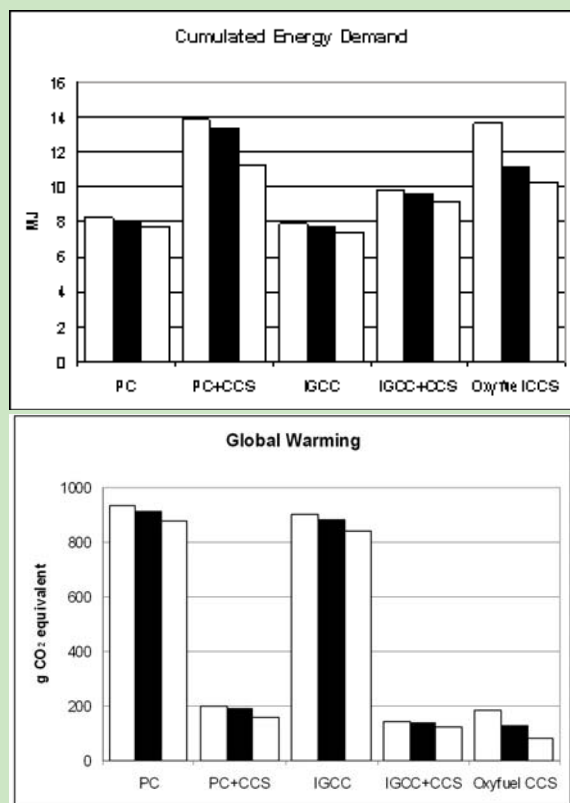


Abbildung 1: Energie- und Treibhausbilanz von CCS in g CO₂-Äquivalente pro kWh_{el} (IFEU 2006). Links: „Slow development“, Mitte: Referenz, rechts: „Dynamic development“. PC: Pulverized coal, IGCC Integrated Gasification Combined Cycle

Literatur

WI et al. (2006) WI, DLR, ZSW, „Ökologische Einordnung und strukturell-ökonomischer Vergleich regenerativer Energietechnologien mit anderen Optionen zum Klimaschutz“, Enderbericht im Auftrag des Bundesumweltministeriums, 2006

IPCC SR (2005) IPCC Special Report on Carbon Capture and Storage, Genf 2005, Download der Summary for Policy makers unter www.ipcc.ch

IFEU (2006) LCA of Carbon Capture, im Rahmen des BMBF-Projektes „Transformation and Innovation in Power Systems“, www.tips-project.de

Sowie IEA-Berichte und weitere Veröffentlichungen.

Weitere Umweltaspekte. Während das Risiko plötzlicher Freisetzung großer CO₂-Mengen durch geeignete Auswahl der Speicherformationen und andere Vorkehrungen minimiert werden kann, können verschiedene weitere Umweltwirkungen auftreten, u. a. durch die CO₂-Injektion induzierte Migrationsprozesse und Folgewirkungen (z.B. pH-Veränderungen im Grundwasser) oder ein Austritt von Lösemitteln (MEA). Bei der Nutzung geologischer Speicher ist das Risiko von **Leckagen** sehr groß. Gerade bei diesen Nutzungsformen kann CO₂ u.a. durch mangelhaft abgedeckte Bohrlöcher und Stollen erschöpfter Bergwerke oder andere Pfade in den Gesteinsschichten entweichen. Chemische Reaktionen des CO₂ mit den Gesteinsschichten können die Unversehrtheit des Gasspeichers beeinflussen. Größter Wert ist also auf eine Garantie niedriger Leckageraten zu legen.

Rechtliche Einbindung. National wie international sind viele Details der Einlagerung von CCS nicht geklärt. Dies betrifft beispielsweise die Verbuchung der durch CCS eingesparten Emissionen in den Mechanismen der UN-Klimarahmenkonvention. Von besonderer Bedeutung ist auch die Auswahl, Genehmigung und langfristige Überwachung der Speicherstätten und die Definition einer „angemessenen“ Leckagerate. Zur globalen Einbindung schlägt WI et al. (2006) Carbon Sequestration Bonds vor, die je nach Höhe möglicherweise entwichener CO₂-Mengen entwertet werden.

Zeithorizont des CCS-Einsatz und Kompatibilität mit dem EE-Ausbau

Es besteht weitgehend Einigkeit, dass ein großtechnischer Einsatz von CCS nicht vor 2020 bis 2025 erfolgen kann. Eine Vielzahl der IPCC-Experten geht vielmehr davon aus, dass der überwiegende Beitrag von CCS zum Klimaschutz erst in der zweiten Hälfte des Jahrhunderts erbracht wird (IPCC SR 2005).

Der Zeitpunkt der großtechnischen Verfügbarkeit von CCS wird aber wesentlich die Einsatzpotenziale in Deutschland bestimmen. Bereits vor 2020 wird ein erheblicher Teil des Kraftwerksparks ersetzt werden. Diese Kraftwerke, sofern sie nicht auf einen späteren Retrofit ausgerichtet sind, stehen aber nicht mehr CCS zur Verfügung.

Langfristige Einsatzmöglichkeiten für CCS

Eine Kopplung mit **Biomasse**-Kraftwerken führt auf Grund der CO₂-Neutralität der Biomasse zu negativen Netto-Emissionen. Allerdings widersprechen sich die Größenanforderungen (Biomasse-Logistik kleine Kraftwerke, CO₂-Logistik große Kraftwerke), so dass diese Option eher für Mitverbrennung in Kohlekraftwerken in Frage kommt. Insbesondere Länder mit hohen Kohlevorkommen und einem stark steigenden Energiebedarf (z. B. China) könnten von CCS-Technologien profitieren. CCS ist also auch in **exportpolitischer Hinsicht** zu interpretieren.

Angesichts begrenzter Rohöl-Verfügbarkeit und hohen Ölpreisen gerät die Kopplung von **Wasserstoff**-Erzeugung aus Kohle und CCS ins Blickfeld. Dieser Einsatzbereich ist aus verfahrenstechnischer Sicht interessanter, da zur Wasserstoff-Erzeugung Kohle vergast werden muss und dadurch Pre-Combustion-Verfahren angewendet werden können.

Keinesfalls darf die Entwicklung von CCS auf Kosten der Einführungsdynamik erneuerbarer Energien und der vermehrten Anstrengungen im Effizienz-bereich gehen.

Die Rolle der erneuerbaren Energien in Europa

Bereits in ihrem Weißbuch „Energie für die Zukunft: Erneuerbare Energieträger – Weißbuch für eine Gemeinschaftsstrategie und Aktionsplan“ 1997 hat die europäische Kommission angekündigt, den Anteil erneuerbarer Energien bis 2010 auf 12 % des Bruttoinlandsenergieverbrauchs zu verdoppeln. Als wesentliche Gründe wurden die Erhöhung der Versorgungssicherheit, der Beitrag zum Klimaschutz und die Reduktion der Abhängigkeit von Öllieferländern und somit der Krisenanfälligkeit unserer Gesellschaft genannt. Mit der 2001 verabschiedeten „Richtlinie zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt“ 2001/77/EG wurde das Richtziel vorgelegt, bis zum Jahr 2010 den Anteil erneuerbarer Energiequellen am Energieverbrauch von 6% auf 12 % zu steigern (Stromerzeugung: 21 %). Gleichzeitig verlangte die Richtlinie von den Mitgliedsstaaten nationale, indikative Richtziele für den Anteil von Erneuerbaren an der Stromerzeugung (Abbildung 1).

Der Grad der Zielerreichung wird von der EU sehr unterschiedlich eingeschätzt. Während die Erfüllung der nationalen Ziele für Dänemark, Deutschland und Ungarn sehr positiv eingeschätzt werden, sind Österreich, Zypern, Estland, Frankreich, Italien, Lettland, Malta und die Slowakische Republik weit davon entfernt, das Ziel zu erreichen (EU KOM(2006) 849).

Die Kommission der Europäischen Gemeinschaft hat einen Fahrplan vorgelegt, wie erneuerbare Energien in Zukunft in Europa ausgebaut werden sollen. Im Februar 2007 wurde ein Anteil erneuerbarer Energien am Gesamtenergieverbrauch von 20% festgelegt. Zusammen mit weiteren Verpflichtungen zum Klimaschutz wurde dieser Anteil im März 2007 vom EU-Rat verbindlich festgeschrieben. Für Biokraftstoffe wird ein Mindestanteil von 10 % am Benzin/Dieserverbrauch gefordert. Der Fahrplan erläutert, warum dies notwendig ist, und welche Möglichkeiten und Wege es gibt, um erneuerbare Energiequellen als festen Bestandteil der Energiepolitik der EU und Märkte zu integrieren. Darüber hinaus wird ein neuer Rechtsrahmen vorgeschlagen, welcher den Einsatz erneuerbarer Energien in der EU fördert und den Unternehmen so die langfristige Sicherheit geben soll, um Entscheidungen über Investitionen in erneuerbare Energien treffen zu können.

Stand der erneuerbaren Energiebereitstellung in Europa

Seit der Festlegung des 12%-Ziels 1997 ist die Energiegewinnung durch Erneuerbare um 55% gestiegen, wobei es jedoch unwahrscheinlich ist, dass bis 2010 mehr als 10% des Energiebedarfs durch Erneuerbare gedeckt wird.

Die zu verzeichnenden Fortschritte sind größtenteils auf die Anstrengungen einiger weniger engagierter Mitgliedsstaaten zurückzuführen. Lediglich bei der **Stromerzeugung** konnte ein deutlicher Fortschritt erzielt werden (Abbildung 2). Die EU Roadmap (EU 2006) geht davon aus, dass bei Fortschreibung heutiger Politik 2010 19 % Anteil erreicht werden. Heute liegt der Anteil bei rund 15 %, davon ein Großteil große und kleine Wasserkraft. Bei den sog. „neuen“ erneuerbaren Energien ist insbesondere der Anteil der Stromerzeugung aus Wind

Schlüsselthesen

- Bis 2010 soll der Gesamtenergieverbrauch in der EU zu 12% von erneuerbaren Energieträgern gedeckt werden. Es ist jedoch unwahrscheinlich, dass dieser Anteil bei mehr als 10% liegen wird.
- Während Dänemark, Deutschland und Ungarn ihre Ziele bei der EE-Stromerzeugung mit großer Wahrscheinlichkeit erfüllen werden, gibt es in einer Reihe von Mitgliedsstaaten nur eine mangelhafte Umsetzung der Richtlinie zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen.
- Bei der Förderung im Bereich der Stromerzeugung wird in der EU bevorzugt das Mindestpreissystem eingesetzt. Alternativ kommt das Quotenmodell zum Einsatz, welches aber weniger erfolgreich ist.

Schlüsselzahlen

- **55 %**: Anstieg der Energieproduktion durch erneuerbare Energien seit 1997
- **20 %**: Ziel für Anteil der EE am Gesamtenergieverbrauch 2020 (rechtlich nicht bindend)
- **21 %**: Ziel für Anteil der EE an Stromerzeugung 2010 (wahrscheinlich erreicht werden 19 %)

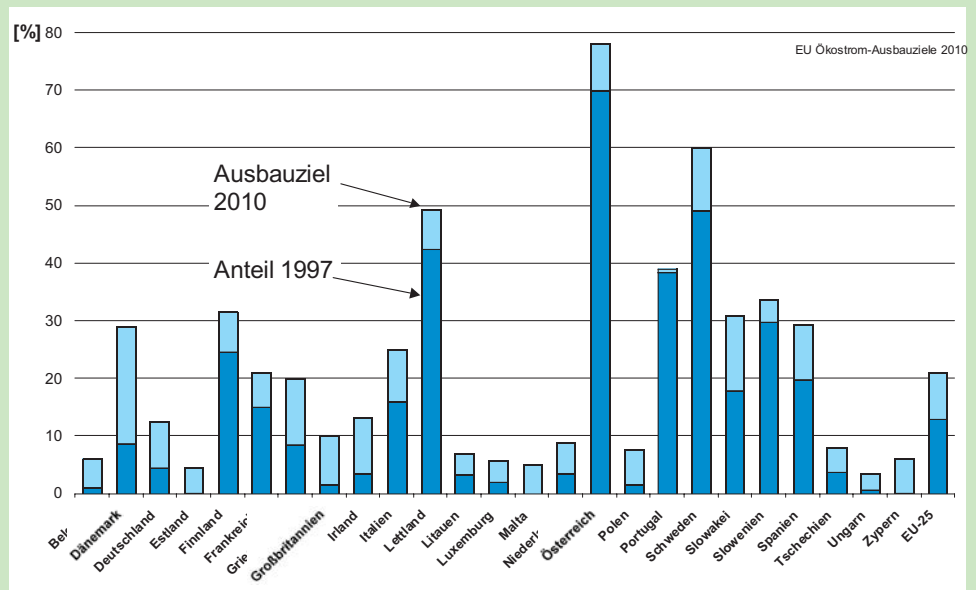


Abbildung 1: Ökostrom-Anteile und -Ausbauziele für 25-EU Länder bis 2010

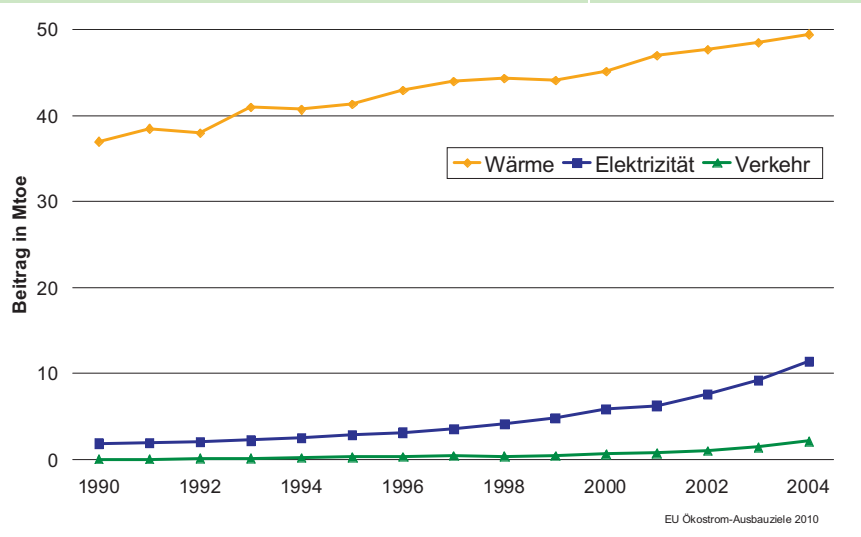


Abbildung 2: Sektoraler Beitrag der erneuerbaren Energien in (Stromerzeugung ohne große Wasserkraft) in Millionen Tonnen Rohöl-äquivalenten (EU 2007)

Die erneuerbare **Wärmeerzeugung**, i. w. Holzheizungen, trägt in absoluten Zahlen mehr zur erneuerbaren Energiebereitstellung bei als die Sektoren Strom und Transport. Die Wachstumsrate dieses Bereiches ist allerdings weniger dynamisch. Dies liegt insbesondere an einer nicht konsistenten Marktunterstützung in den einzelnen Mitgliedsstaaten.

Onshore gestiegen, gefolgt von fester Biomasse (insbesondere in Finnland und Schweden, dann Deutschland und Spanien) (KOM(2006) 849). Bei der Windkraft hat die Europäische Union einen Weltmarktanteil von 60 %. Bei der Stromerzeugung aus Biogas liegt Deutschland an erster Stelle, dicht gefolgt von Großbritannien.

Der Sektor der **Biokraftstoffe** ist erst jüngst gewachsen. Nur drei Mitgliedsstaaten erreichen Anteile über 1 % (EU KOM(2006) 848); zwei Drittel dieses Anstiegs sind dabei auf Deutschland zurückzuführen. Höhere Kosten, ein Mangel an geeigneter politischer Förderung in vielen Mitgliedsstaaten sowie ein zögerlicher Einsatz von Bioethanol durch die Kraftstoffproduzenten sind hierfür mitverantwortlich (EU 2007).

	Einspeisevergütungsmodell	Quotenmodell + Zertifikatshandel
Belgien	x	x
Dänemark	x	
Deutschland	x	
Estland	x	
Finnland	x	x
Frankreich	x	
Griechenland	x	
Großbritannien		
Irland	x	
Italien	x	x
Lettland	x	
Litauen	x	
Luxemburg	x	
Malta		
Niederlande	x	
Österreich	x	
Polen		x
Portugal	x	
Schweden		x
Slowakei	x	
Slowenien	x	
Spanien	x	
Tschechien	x	
Ungarn	x	
Zypern	x	

Zielerreichung wahrscheinlich	Gute Chance für Zielerreichung	Bei zusätzlichen Anstrengungen gute Chance für Zielerreichung	Intensive Anstrengungen erforderlich für Zielerreichung	Weit von Ziel entfernt
-------------------------------	--------------------------------	---	---	------------------------

Abbildung 3: Mindestpreis- und Quotenmodelle zur Förderung erneuerbarer Stromproduktion. Quelle: Bechberger et al. 2006; EU KOM(2006) 848.

Neben dem verzögerten Wachstum der Erneuerbaren in Europa ist die hinter den Erwartungen zurückbleibende Energieeffizienz ein weiterer Grund, warum die 12 %-Hürde nicht erreicht werden wird. Der Gesamtenergieverbrauch liegt deutlich höher als prognostiziert. Da sich das 12 %-Ziel auf den prozentualen Anteil am Gesamtenergieverbrauch bezieht, muss nun ein wesentlich größerer Beitrag von den regenerativen Energieträgern geleistet werden.

Förderstrategien

Um die Vorgaben aus Brüssel zu erfüllen, haben die EU-Länder verschiedene Förderinstrumente entwickelt. Für den Strommarkt sind die beiden wichtigsten die Quotenregelung und die Einspeisevergütung. Die breite Mehrheit setzt – nicht zuletzt auf Grund der Erfolge der Einspeisevergütung in Deutschland und Spanien – auf eine Einspeisevergütung bzw. Mindestpreisregelung. Nur fünf Staaten in EU-25 haben sich für die Quotenregelung entschieden.

Bei der Mindestpreisregelung ist der Energieversorger verpflichtet, den Ökostrom abzunehmen und zu einem Einspeisepreis zu vergüten. Wie hoch die Vergütung ist, regelt meist ein eigenes Gesetz oder eine Verordnung. Die Quotenregelung beruht auf der staatlichen Festsetzung einer Menge oder eines Anteils erneuerbarer Energien, die beispielsweise von Produzenten oder Netzbetreibern bereitzustellen sind. Die Einhaltung der jeweiligen Mengenverpflichtung wird durch die Vergabe von Zertifikaten kontrolliert. Anhand der Zertifikate muss jeder in der Pflicht stehende Akteur zu einem festen Stichtag nachweisen, dass er die Quotenverpflichtung erfüllt. Die entsprechenden Zertifikate werden eingezogen. Gegen Akteure, die ihren Verpflichtungen nicht nachkommen, werden Sanktionen verhängt.

Das deutsche EEG hat – neben dem spanischen Vergütungssystem – im europäischen Kontext durchaus eine gewisse Vorbildfunktion gehabt. So orientierten sich beispielsweise

Tschechien und Frankreich am EEG-Modell. Die Europäische Union macht hinsichtlich des einzusetzenden Förderinstruments keine kurzfristige Vorgabe und strebt eine Harmonisierung der Förderinstrumente langfristig an. Allerdings haben Auswertungen der Effektivität der Förderinstrumente ergeben, dass Mindestpreisregelungen i. d. R. zu höheren Zubauraten führen als Quotenmodelle und zugleich kosteneffektiver sind.

Insgesamt wird die Europäische Kommission im Jahr 2007 Vorschläge für Rechtsvorschriften vorlegen, die den Einsatz erneuerbarer Energien in den drei Sektoren erleichtern. Dazu gehören (EU KOM(2006) 848):

- die Forderung nach nationalen Aktionsplänen und der Aufstellung nationaler Ziele für die einzelnen Sektoren
- eine Anpassung der Richtlinie über die Qualität von Kraftstoffen
- Vereinfachung der Netzeinbindung von Erneuerbaren
- Vorschläge für Rechtsvorschriften, die die Einbeziehung von EE im Wärme-/Kältesektor betreffen
- Vorschläge für Anreizsysteme für eine nachhaltige Biomassenutzung.

Europäische Szenarien bis 2020

Die **EU Road Map** hält einen Anstieg der erneuerbaren Stromerzeugung in der EU auf 34 % bis 2020 für möglich; rund ein Drittel davon aus Windenergie. Der erneuerbare Anteil im Wärme- und Kältesektor könnte sich bis 2020 von heute 9 % mehr als verdoppeln. Biokraftstoffe würden der Road Map zufolge auf 14 % des 2020-Marktes ansteigen.

Das Spektrum der Szenarien für Europa wird aufgespannt auf der einen Seite durch das **Baseline-Szenarien** der DG Tren für EU-25 (DG Tren 2003). Nach diesem Szenario verlangsamt sich das Wachstum der Erneuerbaren. Ein steigender Primärenergiebedarf führt zu einer wachsenden Abhängigkeit von fossilen Rohstoffen. Der Anteil von Erneuerbaren würde gemäß dieses Szenarios in 2020 bei lediglich 8,6 % liegen und auch im Stromsektor nur gemächlich auf 17,4 % in 2020 anwachsen. Auf der anderen Seite steht das **Greenpeace EnergyRevolution-Szenario**, das eine äußerst ambitionierte Entwicklung von erneuerbaren Energien und Energieeffizienz europaweit für möglich hält, mit einem Anteil von 48 % am Primärenergiebedarf und 80 % der Stromerzeugung in 2050 (keine Angabe für 2020).

Neben dem Baseline-Szenario hat die EU ein Set an Szenarien entwickelt, die die Erfüllung der gesetzten Ausbauziele für Effizienz und Erneuerbare durch eine veränderte Politik zu Grunde legen (EC 2006). Im „**Combined high renewables and efficiency case**“, das einen ambitionierten Ausbau von Erneuerbaren mit einer Effizienzpolitik kombiniert, fällt der Energieverbrauch ab 2010. Der Anteil Erneuerbarer am Gesamtenergieverbrauch erreicht 20 % in 2020, am Kraftstoffverbrauch 15 % und an der Stromerzeugung sogar 43 %.

Das Alternative Policy Scenario der IEA (IEA 2006) hält im Jahr 2030 eine Stromerzeugung von 22,5 % in OECD-Europa für möglich. In diesem Szenario liegen die globalen CO₂-Emissionen im Jahr 2030 8 Gigatonnen höher als derzeit. Daher wurde ein Beyond Alternative Policy Scenario entwickelt, in dem der (weltweite) Anteil der EE-Stromerzeugung 2030 um 6 %-Punkte höher liegt.

Literatur

- DG Tren (2003) European Energy and Transport Trends to 2030. Brüssel 2003
- EC (2006) European Energy and Transport. Scenarios on energy efficiency and renewables. Brüssel 2006
- EU KOM(2006) 849 Maßnahmen im Anschluss an das Grünbuch. Bericht über den Stand der Maßnahmen für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen. Brüssel 2007
- EU KOM(2007) 1 Communication from the Commission to the European Council and the European Parliament. An Energy Policy for Europe.
- EU KOM (2006) 848 Fahrplan für erneuerbare Energien. Erneuerbare Energien im 21. Jahrhundert: Größere Nachhaltigkeit in der Zukunft.
- Greenpeace (2007) Energy(r)evolution. A sustainable world energy outlook, Greenpeace International
- ISI (Hrsg.) (2005) Analysis of the EU renewable energy sources' evolution up to 2020 (FORRES 2020), Mario Ragwitz et al., Fraunhofer IRB Verlag, Karlsruhe 2005
- M. Bechberger, R. Köpke, D. Reiche, Europas grüne Offensive, Energie und Management Jahresmagazin 2006, S. 54-59.

Schlüsselthesen

- Die Bedeutung erneuerbarer Energien wächst weltweit. Dies wird nicht nur an den hohen Wachstumsraten (PV 60 %, Wind 28 %, Sonnenkollektoren 17 %) deutlich, sondern auch an der großen politischen Unterstützung: 49 Staaten haben Ausbauziele, 32 Staaten haben Förderinstrumente mit Einspeisegesetzen.
- In vielen Bereichen gehört Deutschland zu den stärksten Regionen bei Ausbau, Nutzung und Forschung im Bereich der erneuerbaren Energien.
- Deutschland muss auf hohem Niveau die EE weiter vorantreiben – gelingt dies nicht, wird Deutschland abgehängt.

Schlüsselzahlen

- **17 %**: Anteil erneuerbarer Energien am Welt-Primärenergiebedarf
- **60 %**: Wachstumsrate der PV-Branche
- **49**: Staaten mit EE-Ausbauzielen

Figure 1. Renewable Energy Contribution to Global Primary Energy, 2004

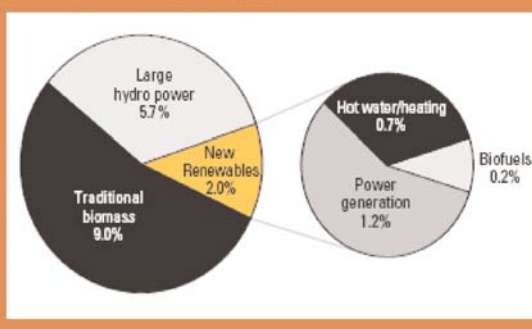


Abbildung 1: Beitrag EE zum Primärenergiebedarf (REN21 2005)

Erneuerbare Energien weltweit – wo wir stehen

Der Anteil erneuerbarer Energien am Welt- Primärenergiebedarf liegt derzeit bei knapp 17 %. Zwar hat sich die Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien seit 1970 nahezu verdoppelt, gleichzeitig stieg aber auch die Nutzung fossiler Energieträger und der Kernenergie. Die erneuerbare Energiebereitstellung wuchs bis zum Jahr 2003 weltweit um durchschnittlich 1,7 % p.a., das Wachstum lag jedoch nur geringfügig über dem des gesamten Primärenergieverbrauchs von 1,4 % p.a. In den westlichen Industrieländern (OECD) ging der Beitrag erneuerbarer Energien sogar von 5,9 % im Jahr 1990 auf 5,6 % im Jahr 2003 zurück.

19 % der weltweiten Stromerzeugung geht auf erneuerbare Energien zurück, davon 16 %-Pkte auf große Wasserkraft, die restlichen auf die „neuen“ Erneuerbaren.

Wachstum der erneuerbaren Energien

Viele der erneuerbaren Sparten sind weltweit durch hohe Wachstumsraten gekennzeichnet (Abbildung 2). In den letzten fünf Jahren stieg die PV-Installation jährlich um 60 %, Wind um 28 %, Biodiesel um 25 %, Sonnenkollektoren um 17 %, Geothermie um 13 %. Der Ausbau der EE hat auch zu einem entsprechenden Anstieg der jährlichen Investitionen auf rund 38 Milliarden US\$ geführt (REN21 2006).

Bezogen auf die installierte Leistung erneuerbarer Stromproduktion (ohne große Wasserkraft) liegt **Deutschland weltweit an zweiter Stelle** hinter China. Dafür wesentlich ist die hohe installierte Leistung an Windkraftanlagen. Die USA haben allerdings im letzten Jahr einen höheren Zubau an Windkapazität gehabt als Deutschland.

Besonders hoch ist der Anteil der allgemein als erneuerbar bezeichneten Energieformen in Afrika. Ursächlich ist hierfür die **traditionelle Nutzung von Biomasse**, die jedoch in großen Teilen nicht nachhaltig ist. Die Nutzung der Wasserkraft durch **große Wasserkraftwerke**, die für 80 % der weltweiten erneuerbaren Stromproduktion steht, stellt zuweilen ebenfalls eine nicht nachhaltige Nutzung der erneuerbaren Energien dar, da sie z. T. mit gravierenden sozialen und ökologischen Folgen einhergeht. Die erfolgreiche Bekämpfung der Armut ist eine Grundvoraussetzung für den Aufbau einer nachhaltigen Energieversorgung.

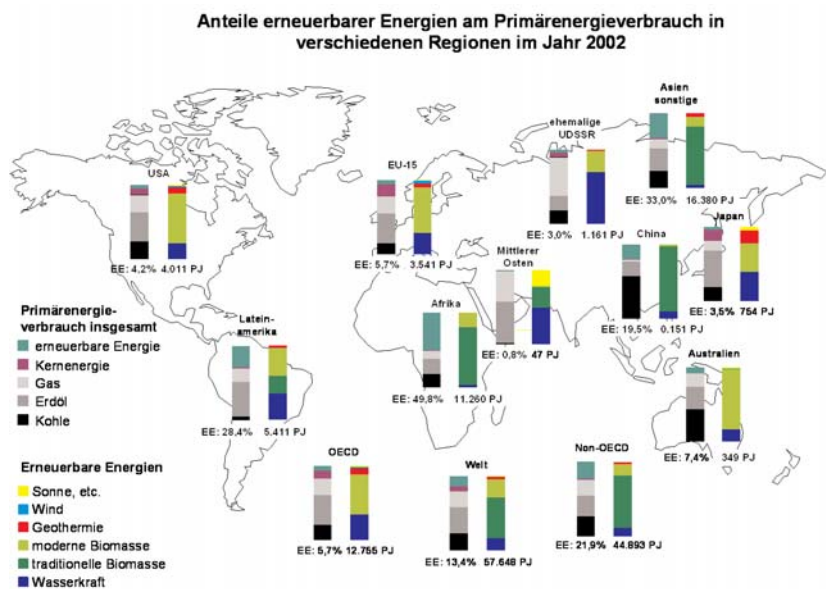
Ohne große Wasserkraft sind 2005 über 182 GW elektrische Leistung aus erneuerbaren Energien weltweit installiert. Damit wird weltweit genauso viel Strom erzeugt wie mit einem Fünftel des gesamten Kernkraftwerksbestandes.

Für die verschiedenen Sparten sind jeweils unterschiedliche Länder führend. Während Deutschland im Bereich der **Windenergie** führend ist, liegt es beim **Biomasse-Einsatz** (in PJ) hinter USA, Brasilien, den Philippinen, Schweden und Finnland. Der Einsatz von Biogas zur Stromproduktion steigt ebenfalls. Biogas wird weltweit auch zur Versorgung von Haushalten mit Kleinanlagen produziert; 16 Millionen Haushalte nutzen solche Systeme.

Rund 3 % des globalen Benzinverbrauchs werden mit Biodiesel und Bioethanol gedeckt. Brasilien ist bei der Förderung **biogener Kraftstoffe** seit über 25 Jahren Spitzenreiter, mittlerweile aber zusammen

mit den USA. Deutschland produziert weltweit am meisten Biodiesel. Fotovoltaik ist die wachstumsstärkste Energietechnologie der Welt; zwischen 2000 und 2004 lag die Zuwachsrate der installierten Leistung bei rund 60 %. Mehr als 2 Millionen Haushalte erhalten durch Fotovoltaik erstmals Strom. Deutschland hat Japan als Spitzenreiter bei der installierten Leistung an PV abgelöst und liegt auch bei der Zubaurate vorne.

Fast 40 Mio. Haushalte der Welt versorgen sich mit dachinstallierten **Sonnenkollektoren** mit Warmwasser, die meisten davon in China.



Ziele für den Ausbau erneuerbarer Energien

Die weltweite Aufmerksamkeit für erneuerbare Energien wurde durch die „renewables2004“ deutlich gestärkt. Ein internationales Aktionsprogramm wurde zusammengestellt, das mit knapp 200 Aktionen den weltweiten Ausstoß von CO₂ ab dem Jahr 2015 um 1,2 Mrd. Tonnen senken könnte und das zahlreiche Einzelmaßnahmen enthält.

In den letzten Jahren hat auch die politische Unterstützung für erneuerbare Energien erheblich zugenommen. Ende 2005 haben 49 Länder weltweit Ausbauziele für erneuerbare Energien entwickelt, davon 32 Förderinstrumente mit Einspeisegesetzen.

Die Europäische Union hat sich das Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2010 den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung auf 21 % zu erhöhen und den Anteil an der Gesamtenergie auf 12 %. Bis 2020 soll letzter Wert auf 20 % erhöht werden; die EU hält es für realistisch, 25 % zu erreichen.

Viele Länder haben dort Ausbauziele für erneuerbare Energien formuliert. China hat sein ursprüngliches Ausbauziel revidiert und strebt nun an, 16 % des Primärenergiebedarfs in 2020 aus EE zu decken (2005: 7,5 %).

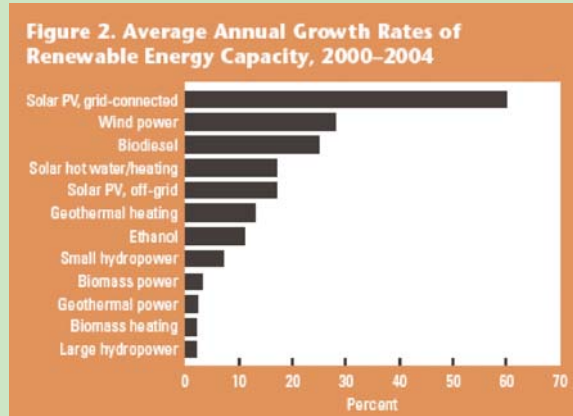


Abbildung 2: Wachstum der EE-Branchen (REN21 2005)

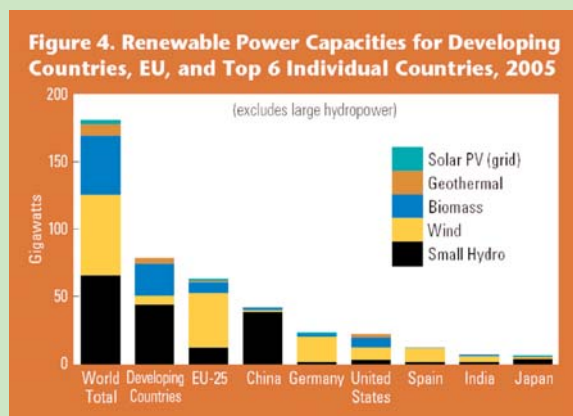


Abbildung 3: Stromerzeugung weltweit aus EE (REN21 2006)

Literatur

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (2007): „Entwicklung der erneuerbaren Energien im Jahr 2006 in Deutschland“, Berlin 2007.

REN21 (2005) „Renewables 2005, Global Status Report“, Eric Martinot, Worldwatch Institute, Download unter www.ren21.net

REN21 (2006) „Renewables Global Status Report 2006 Update“, Eric Martinot, Worldwatch Institute, Download unter www.ren21.net

Schlüsselthesen

- Erneuerbare Energien sparen derzeit (Stand: 2006) ca. 100 Mio. Tonnen CO₂ ein.
- Im Jahr 2020 könnten erneuerbare Energien über 180 Mio. Tonnen CO₂ vermeiden. Erneuerbare Energien leisten damit im Vergleich zu anderen Klimaschutzinstrumenten den bei weitem größten Anteil an den Minderungen.
- Gemeinsam mit verstärkten Effizienzmaßnahmen ermöglichen erneuerbare Energien die Erreichung des Ziels, die CO₂-Emissionen bis 2050 um 80 % zu reduzieren.

Schlüsselzahlen 2006

- **100 Mio Tonnen CO₂**: Vermeidung durch erneuerbare Energien
- **44 Mio Tonnen CO₂**: Vermeidung durch das EEG
- **10 bis 100 g/kWh**: Typische spezifische Treibhausgasemissionen durch EE

Abbildung 1: Klimagas-Emissionen verschiedener erneuerbarer Energiesysteme (IFEU 2004) normiert auf die konventionelle Strom- und Wärmebereitstellung

Klimagasemissionen von erneuerbaren Energien

Auch Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien müssen errichtet und betrieben werden und ggf. mit Brennstoffen versorgt werden (Biomasse).

Die Emissionen liegen für die Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien zwischen 10 und 25 kg/MWh Nutzenenergie. Bei der Photovoltaik sind mittelfristig Reduktionen auf 50 kg/MWh möglich. Beim Einsatz von Biomasse in Heizkesseln schwanken die Werte je nach Anbau und Ernte des Holzes zwischen 20 und 65 kg/MWh Nutzenenergie. Die Treibhausgasemissionen fossiler Energieanlagen sind dagegen ein bis zwei Größenordnungen höher.

Hintergrund

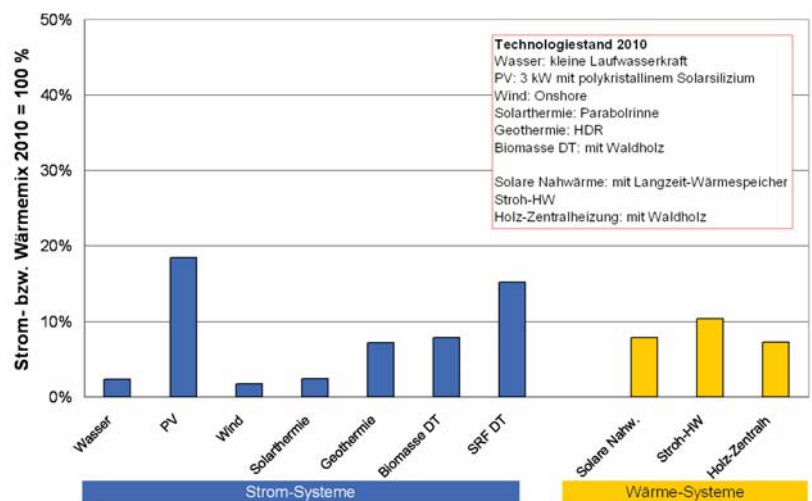
Mehr als 80 Prozent des deutschen Energiebedarfs werden mit fossilen Brennstoffen gedeckt. Dabei werden nicht nur wertvolle Ressourcen aufgezehrt. Jedes in Kohle, Gas oder Öl vorhandene Kohlenstoffatom wird außerdem bei der Verbrennung der Energieträger in das klimaschädliche Kohlendioxid umgewandelt. Weltweit wächst der CO₂-Ausstoß um rund 3,2 % pro Jahr (Mittel 2000-2005).

Zwar sind die CO₂-Emissionen in Deutschland seit 1990 in der Tendenz gesunken. Allerdings war der Rückgang in der ersten Hälfte der 90er Jahre besonders stark ausgeprägt und stagniert derzeit. Die CO₂-Emissionen der Energiewirtschaft sind seit 2000 wieder um rund 15 Mio. t gestiegen.

Die „Brennstoffe“ erneuerbarer Energiesysteme sind hingegen die natürlichen Energieströme der Solarstrahlung und des Windes, des fließenden Wassers und der Wellen, der Biomasse und der Erdwärme. In diesen „Brennstoffen“ steckt kein fossiles Kohlenstoffatom. Die Nutzung erneuerbarer Energieträger ist daher ein wichtiger Beitrag zum Klimaschutz.

Vermeidung von CO₂-Emissionen durch erneuerbare Energien

Der starke Ausbau erneuerbarer Energien hat entscheidenden Einfluss auf die Entwicklung der CO₂-Emissionen im Energiesektor.



So wurden im Jahr 2006 rund 100 Mio. Tonnen CO₂ durch den Einsatz erneuerbarer Energien vermieden, davon 44 Mio. Tonnen durch das EEG, 21 Mio. Tonnen im Wärmesektor und 13 Mio. Tonnen durch Biokraftstoffe. Ohne die Nutzung erneuerbarer Energien wären die gesamten CO₂-Emissionen rund 10 % höher.

Vergleich mit anderen klimapolitischen Instrumenten

Die Reduktion der CO₂-Emissionen durch erneuerbare Energien ist auch im Vergleich zu anderen klimapolitischen Instrumenten zu sehen. Die Bundesregierung hat eine Reihe von übergreifenden und sektorspezifischen Maßnahmen ergriffen (Bundesregierung 2005). Eine Auswertung ausgewählter Maßnahmen 2000-2003 in Prognos (2004) ergibt folgendes Bild: Das EEG, insbesondere die Windenergie, leistet

den bei weitem größten Beitrag zum Klimaschutz (obwohl die EEG-Einsparung in dieser Studie nur mit dem Strommix bewertet wurde). Gefolgt wird das EEG von der Ökosteuer. „Auf beide Maßnahmenpakete zusammen entfallen 77 % der CO₂-Einsparungen.“ Für das Jahr 2005 wird dieser Trend noch stärker ausfallen, da die EEG-vergüteten Strommengen deutlich angestiegen sind. Maßnahmen im Gebäudebereich (KfW, EnEV) folgen erst nach der Selbstverpflichtung der Automobilindustrie und dem Marktanreizprogramm.

Dies zeigt die große Bedeutung der erneuerbaren Energien für die Erfüllung der Klimaschutzziele, aber auch den großen Handlungsbedarf für wirksame Fördermaßnahmen insbesondere im Gebäudesektor.

Zukünftige Entwicklung

Mit dem weiteren Ausbau erneuerbarer Energien wird die CO₂-Reduktion durch erneuerbare Energien weiter ansteigen. Würde deren Ausbau analog zum BMU-Leitszenario 2006 (Nitsch 2007) erfolgen, so würden erneuerbare Energien im Jahr 2020 181 Mio. Tonnen CO₂ und im Jahr 2050 370 Mio. Tonnen einsparen (Abbildung 2).

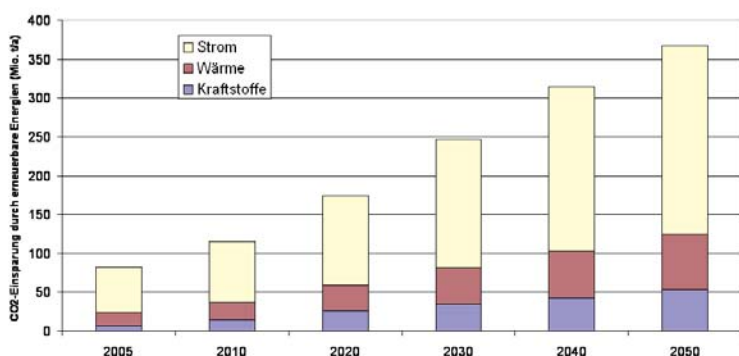


Abbildung 2: CO₂-Reduktion durch erneuerbare Energien im „Leitszenario 2006“ (Nitsch 2007)

Literatur

BMU (2007): „Entwicklung der erneuerbaren Energien im Jahr 2006 in Deutschland“, Berlin 2007.

BMU (2004) DLR, IFEU, WI, „Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland“, Stuttgart, Heidelberg, Wuppertal 2004

Bundesregierung (2005), Nationales Klimaschutzprogramm 2005, Sechster Bericht der Interministeriellen Arbeitsgruppe „CO₂-Reduktion“, Berlin 2005

Fraunhofer ISI, „Gutachten zur CO₂-Minderung im Stromsektor durch den Einsatz erneuerbarer Energien“, Karlsruhe 2005

IFEU (2004): Umweltwirkungen erneuerbarer Energien, in BMU (2004)

ifeu, IER (M. Oeser, M. Pehnt, D. Swiden) (2006): „Systemanalyse der fluktuierenden Einspeisung erneuerbarer Energien“, Studie im Rahmen von www.tips-project.de.

J. Nitsch (2007), Leitszenario 2006, Studie im Auftrag des Bundesumweltministeriums.

Prognos/IER (2004) Analyse der Wirksamkeit von CO₂-Minderungsmaßnahmen im Energiebereich und ihre Weiterentwicklung, Prognos IER, Basel 2004

UBA (Hrsg.), „Deutsches Treibhausgasinventar 1990-2003, Nationaler Inventarbericht 2005“, Berlin 2005

CO₂-Einsparung durch erneuerbare Energien

Die „gleichmäßigeren“ erneuerbaren Stromsysteme ersetzen vor allem Strom aus Grundlastkraftwerken – also Kraftwerken, die rund um die Uhr unseren Grundbedarf an Elektrizität decken. Da Braunkohle-Kraftwerke im Betrieb etwas teurer sind als Kernkraft, verdrängen Erdwärme-, Wasser- oder Biomassekraftwerke insbesondere Elektrizität aus Braunkohle. Mit jeder dieser erneuerbaren Kilowattstunden kann daher mehr als ein Kilogramm CO₂ vermieden werden (Tabelle 1).

Windstrom als Energieträger mit zeitlich schwankendem Angebot substituiert insbesondere die Stromerzeugung aus Mittellast-Kraftwerken. Vor allen Dingen die Produktion in Steinkohle-Kraftwerken ist betroffen, da Gaskraftwerke oftmals in Kraft-Wärme-Kopplung betrieben und somit auch für die Wärmebereitstellung gebraucht werden. Vorteilhaft für die Umwelt ist, dass es gerade die älteren Kohle-Kraftwerke sind, die zuerst abgeschaltet werden, weil sie niedrigere Wirkungsgrade und höhere Kosten aufweisen.

Bei der Windkraft kommt ein weiterer Aspekt hinzu. Das Windangebot schwankt und ist nur eingeschränkt vorherzusagen. Es muss Regelleistung vorgehalten werden, um Stromangebot und -nachfrage aufeinander abzustimmen. Dadurch sind andere, konventionelle Kraftwerke häufiger in einer energetisch ungünstigeren Teillast, werden an- und abgeschaltet oder müssen in Stand-by-Betrieb gehalten werden. Der dafür notwendige Brennstoffbedarf mindert die erreichbaren CO₂-Minderungen um rund 5-10 (ifeu, IER 2006) Prozent. Unter dem Strich spart eine Kilowattstunde aus einem Windrad immer noch über 850 Gramm CO₂ (Tabelle 1).

	g CO ₂ /kWh
Windenergie	856
Photovoltaik	584
Biogene Fest- und Flüssigbrennstoffe	929
Biogas	790
Wasserkraft	1030
EE-Strommix 2005	929
Wärme	229
Kraftstoffe	351

Tabelle 1: Eingesparte CO₂-Menge pro kWh Endenergie aus erneuerbaren Energien (ISI 2005)

Schlüsselthesen

- Bei der Interpretation von CO₂-Vermeidungskosten müssen mit außerordentlicher Vorsicht die Eingangsparameter, Systemgrenzen und methodische Abgrenzungen berücksichtigt werden.
- Bisherige Studien weisen für die einzelnen Aktivitätsfelder große Spannbreiten auf. Methodische Schwierigkeiten erlauben bislang keinen systematischen, sektorübergreifenden Vergleich.
- Durch Kostendegression, technische Fortschritte und steigende anlegbare fossile Energieträgerpreise werden die CO₂-Vermeidungskosten erneuerbarer Energien künftig erheblich abnehmen.

Schlüsselzahlen

- < 0 €/t CO₂: Vermeidungskosten vieler Effizienzmaßnahmen
- 70 €/t CO₂: Vermeidungskosten von Windkraft heute
- ~ 0 bis 10 €/t CO₂: Vermeidungskosten von Windkraft 2030

Hintergrund

Ein effizienter Klimaschutz unter der Bedingung limitierter Geldmittel muss diese möglichst effizient einsetzen. Effizient bedeutet, dass möglichst hohe Einsparerfolge mit möglichst geringen Aufwendungen erzielt werden. Als Indikator hierfür werden häufig CO₂-Vermeidungskosten angeführt.

CO₂-Vermeidungskosten sind definiert als der Quotient aus den Differenzkosten für eine CO₂-mindernde Maßnahme und den vermiedenen CO₂-Emissionen durch diese Maßnahme. CO₂-Vermeidungskosten sind in verschiedenen Studien für verschiedene Teilsegmente bestimmt worden.

Literaturvergleich

Ein Vergleich der in verschiedenen aktuellen Studien vorgenommenen Berechnungen (siehe **Tabelle 1**) zeigt, dass für verschiedene Maßnahmen eine Bandbreite von CO₂-Vermeidungskosten zu finden ist. Es ist einleuchtend, dass der **Ersatz alter fossiler Kraftwerke** durch neue Kraftwerke aus heutiger Sicht niedrige bis negative CO₂-Vermeidungskosten hat, da zugleich Brennstoffkosten eingespart werden. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass diese Ersatzmaßnahmen ein durch den Wirkungsgrad vorgegebenes CO₂-Emissionsniveau nicht werden unterschreiten können. Außerdem steigen die Vermeidungskosten, da mit zunehmender Modernisierung des Kraftwerkparcs die erschließbare CO₂-Minderung kleiner und die Zusatzkosten größer werden.

CO₂-Vermeidungskosten **erneuerbarer Strom- und Wärme-
produktion** unterscheiden sich stark je nach Sparte und Anwendung. Während Biomasse-Heizwerke bereits heute negative CO₂-Vermeidungskosten aufweisen können, schwanken eine Reihe von EE zwischen 50 und 100 €/t CO₂. Lediglich die Sonnenenergie-Nutzung mit PV oder Kollektoren liegt darüber.

Wesentlich bei erneuerbaren Energien ist aber die extreme **Dynamik: Kostendegressionen** und **technischer Fortschritt** wie auch **steigende fossile Ressourcenpreise** führen dazu, dass CO₂-Vermeidungskosten innerhalb von zwei bis drei Dekaden negativ werden können - d. h. CO₂-Vermeidung bei gleichzeitiger Kostenreduktion. Dies wird beispielsweise bei Wind eintreten (Tabelle 1). Bei anderen Technologien werden die CO₂-Vermeidungskosten um eine Größenordnung sinken (beispielsweise PV).

Im Vergleich zu den versorgungsseitigen Maßnahmen gibt es nur veraltete bzw. regional spezifische Berechnungen von Maßnahmen der **Stromeffizienz** und **wärmetechnischer Effizienzmaßnahmen**. Während erstere vielfach negative CO₂-Vermeidungskosten aufweisen, sind wärmetechnische Maßnahmen bei ohnehin anstehenden Sanierungen durchzuführen. Neue, noch unveröffentlichte Studien weisen darauf hin, dass die CO₂-Vermeidungskosten des Gebäudesektors bislang eher überschätzt wurden.

Methodische Probleme und Einschränkungen der Interpretierbarkeit

Verschiedene methodische Aspekte erschweren eine Vergleichbarkeit dieser Zahlen: Bei der Berechnung der CO₂-Vermeidungskosten sind sowohl der Zähler wie auch der Nenner des Quotienten ergebnisbestimmend abhängig von verschiedenen Annahmen.

Bestimmung der Referenzentwicklung. Zur Bestimmung der vermiedenen CO₂-Emissionen wie auch der Differenzkosten muss die „Standard-Entwicklung“ (Baseline) festgelegt sein. Ein neues Braunkohlekraftwerk kann gegen den Bestandsmix an Braunkohlekraftwerken oder gegen den Ersatz eines einzelnen Kraftwerks gerechnet werden. Rechnet man hingegen dieses Braunkohlekraftwerk im Vergleich zu einem Mix neuer fossiler Anlagen auf Basis von Gas, Stein- und Braunkohle, wie er sich aus dem geplanten Kraftwerkszubau ergibt (sogen. „marginaler fossiler Kraftwerksmix“), so kann ein solches modernes Braunkohlekraftwerk keine CO₂-Minderungen erzielen.

Eine besondere Frage ergibt sich bei den erneuerbaren Energien, die durch ihre Angebotscharakteristik unterschiedliche Energieträger substituieren. Während TU München beispielsweise bei den Berechnungen der CO₂-Vermeidungskosten der Windenergie davon ausgeht, dass der Kraftwerksmix substituiert wird, legt ISI den Ersatz eines Mixes aus Steinkohle und Gas-Kraftwerken zu Grunde. Damit steigen die substituierten CO₂-Emissionen um den Faktor 1,5.

Vollkosten versus Mehrkosten. Bei einem Vergleich von CO₂-Vermeidungskosten muss darauf geachtet werden, dass die Basis der Kostenangaben dieselbe ist: Bei Wärmedämmmaßnahmen werden z.B. häufig fälschlicherweise die tatsächlichen Vollkosten der Sanierung zugrunde gelegt, nicht nur die Kosten der spezifischen wärmedämmenden Maßnahmen.

Zeitliche Dynamik der CO₂-Emissionen und der Kosten. Es ist entscheidend, dass sowohl die CO₂-Einsparung als auch die Differenzkosten zeitabhängig analysiert werden. Beispielsweise ermöglicht der altersbedingte Ersatz des Bestandes an Steinkohlekraftwerken durch Neuanlagen zunächst erhebliche Einsparungen, ohne dass zusätzliche Kosten entstehen. Für jede weitere Installation neuer Steinkohle-Kraftwerke steigen die CO₂-Minderungskosten jedoch beträchtlich an, da die Referenz – der dann gültige Bestandsmix an Steinkohle-Kraftwerken oder das dann jeweils ersetzte alte Kraftwerk – geringere CO₂-Emissionen aufweist und damit die erzielbare Einsparung sinkt (siehe Beispiel). Umgekehrt führt die Kostendynamik bei vielen erneuerbaren Energietechnologien und der zu erwartende Kostenanstieg bei den fossilen Energieträgern dazu, dass die Vermeidungskosten im Zeitverlauf deutlich sinken. Dadurch ergibt sich beispielsweise bei Windkraft eine Bandbreite von 50 bis 70 €/t CO₂ bis hin zu 15 bis 25 €/t im Jahr 2020 (Tabelle 1).

Ein weiterer Zeitfaktor umfasst die **Diskontierung** zukünftiger Kosten und Emissionen. Während viele Studien ohne Diskontierung rechnen, diskontieren einige Arbeiten zukünftige Kosten ab. Dort wird argumentiert, dass auch die Emissionen abzudiskontieren seien, weil sonst eine Verschiebung einer Minderungsmaßnahme in die Zukunft geringere Vermeidungskosten bedeutete.

Systemgrenzen. Vielfach werden die Systemgrenzen der CO₂-Vermeidung und ihrer Kosten verschieden festgelegt. Insbesondere geht es um die Einbeziehung der Herstellung der Brennstoffe (beispielsweise Kohlebereitstellung) und der Energiesysteme selber (z. B. Produktion einer PV-Anlage) sowie um die unterschiedliche Berücksichtigung von Nebenprodukten.

Beispiel: Zeitliche Abhängigkeit der CO₂-Vermeidungskosten

Die Abhängigkeit der CO₂-Vermeidungskosten von der zeitlichen Entwicklung wesentlicher Parameter illustriert Abbildung 1. Während die CO₂-Vermeidungskosten von Wind (Referenz: Steinkohle-Kraftwerk) auf Grund sinkender Anlagenkosten und Kostendegression kontinuierlich absinken, steigen die CO₂-Vermeidungskosten des Ersatzes von Steinkohle-Kraftwerken der jeweiligen Vorgänger-Generation an. Der Ersatz alter Steinkohle-Kraftwerke ist zunächst kostengünstig und führt zu vergleichsweise hohen CO₂-Einsparungen. Der Ersatz nachfolgender Kraftwerksgenerationen ist hingegen mit jeweils höheren Investitionen und nachlassenden CO₂-Einsparung verbunden.

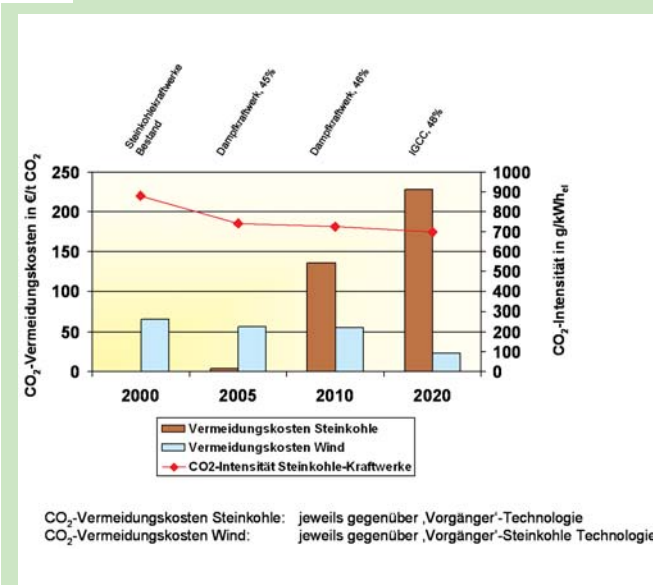


Abbildung 1: Entwicklung der CO₂-Vermeidungskosten von Wind und Steinkohle unter Berücksichtigung zu erwartender Kostenentwicklungen gemäß BMU 2004 (Quelle: DLR)

Literatur

BMU (2004) DLR, IFEU, WI, „Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland“, Stuttgart, Heidelberg, Wuppertal.

IER (2001), „Energieverbrauchsprognose für Bayern – CO₂-Vermeidungskosten“, IER-Bericht, Stuttgart.

ITAS (2003), U. Leible et al., „Energie aus biogenen Rest- und Abfallstoffen“, FZK-Berichte 6882, Forschungszentrum Karlsruhe.

Empfehlungen

Durch Kostendegression, technische Fortschritte und steigende anlegbare fossile Energieträgerpreise werden die CO₂-Vermeidungskosten erneuerbarer Energien künftig erheblich abnehmen, während die CO₂-Vermeidungskosten fossiler Kraftwerksnachrüstung durch Preissteigerungen und Verbesserungen des Kraftwerksparks zukünftig zunehmen werden. Effizienzmaßnahmen, die nicht alternativ, sondern additiv zu der Einführung erneuerbarer Energien sind, haben in vielen Fällen negative Vermeidungskosten; gebäudetechnische Maßnahmen sind in Rahmen von allgemeiner Sanierung durchzuführen.

Die Interpretation von CO₂-Vermeidungskosten ist allerdings sehr vorsichtig durchzuführen, da sie extrem von der Wahl der Methodik und verschiedener Festlegungen abhängig sind. Ihre Verwendung zur politischen Entscheidungsfindung sollte daher vorsichtig erfolgen. Ein vereinheitlichter methodischer Vorschlag mit Anlehnung an CDM-Methoden, beispielsweise in Form einer VDI-Norm, würde die Verwendung von CO₂-Vermeidungskosten erheblich vereinfachen.

	DENA 2005		TU München 2004	DLR, IFEU, WI 2004		IER 2001 ⁶⁾	ITAS 2003
	2007	2015		2000	2030		
Erneuerbare Stromerz.							
Wind	95-170	41-77	70	45-67 ³⁾	8 bis (-3) ³⁾		
PV			1944	971	130		
Wasserkraft			22	18-30	38-85		
Geothermie				81	18		
Solartherm. KW				83	19		
Biogas							-20 bis 130
Biomasse-HKW				52	8		30 bis 80
Fossile KW-Effizienz							
Ersatz Braunkohle-KW Mix 2000 durch 2020			-182 bis 5 ²⁾				
Ersatz Steinkohle-KW Mix 2000 durch 2020			-22 bis 56 ²⁾				
Erneuerbare Wärme							
Solkollektoren				857	125	100 bis 205	
Holzpellet				100	30	85 bis 260 ⁷⁾	
Holz-Hackschnitzel-HKW				-60	-80		
Geothermie hydrothermal						216 bis 289	
Stromeffizienz							
Haushaltsgeräte			< 0				60-90
Gebäudeeffizienz							
Wärmedämmung Dach ¹⁾			110 bis 190				
Wärmedämmung Keller ¹⁾			40 bis 180				
Wärmedämmung Außenwand ¹⁾			150 bis 410 ⁴⁾				
			80 bis 330 ⁵⁾				
Austausch Fenster ¹⁾			270 bis 410 ⁴⁾				
			0 ⁵⁾				
Begründung für abweichende Ergebnisse			Vergleich EE gegenüber Strommix	Vergleich EE gegenüber marginalem fossilen Strommix/ Gas/Oilmix			

Tabelle 1: CO₂-Vermeidungskosten für verschiedene Maßnahmen in aktuellen Studien

Kostenangaben real. 1) MFH Altbau (vor 1978). 2) Erster Wert: Ersatz des KW nach techn. Lebensdauer, zweiter Wert: Ersatz nach Abschreibungszeit 3) Erster Wert: Onshore, zweiter Wert: Offshore. 4) Vollkosten 5) Mehrkosten 6) Strom-CO₂-Vermeidungskosten aus dieser Studie sind nicht vergleichbar, da gegenüber dem bayerischen Mix gerechnet. 7) Feste Biomasse allgemein

Hintergrund

Die Wärme- und Kältebereitstellung für Haushalte/Wohnungen, Dienstleistung, Gewerbe, Industrie etc. ist in Deutschland für rund 60 % des Gesamtenergieverbrauchs verantwortlich. Der Wärmemarkt wird dominiert von den fossilen Energieträgern Öl und Gas, vielfach durch Einzelheizungen für Häuser oder Wohnungen. Ein vergleichsweise kleiner Teil wird in Deutschland durch Nah- und Fernwärme, davon 80 % aus Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung abgedeckt.

Gegenüber 2002 hat sich der Preis für leichtes Heizöl verdoppelt, für Gas ist er um über 40 % gestiegen. Dies führte zu einer beträchtlichen Mehrbelastung der privaten Haushalte, aber auch der Bereiche Dienstleistungen, Gewerbe und Industrie. Diese Mehrbelastung trägt auch zum Kaufkraftverlust und der niedrigen Binnennachfrage in Deutschland bei.

Auch die Kälteerzeugung aus Wärme ist zu betrachten. Diese spielt beim gesamten Energieverbrauch in Deutschland (im Gegensatz bspw. zu Südeuropa) allerdings derzeit noch keine große Rolle; die wachsende Zahl von Klimaanlageanlagen spricht aber für eine zunehmende Bedeutung dieser Anwendung.

Die Überwindung der Abhängigkeit von fossilen Ressourcen kann nicht ohne den stärkeren Einsatz der erneuerbaren Energien erreicht werden. Die Förderung der erneuerbaren Energien im Wärmemarkt wurde in den vergangenen Jahren insbesondere durch das „Marktanreizprogramm für erneuerbare Energien (MAP)“ vorgenommen. Mit den ausgereichten Mitteln in Höhe von 665,4 Mio € wurden seit Programmbeginn 2000 ein Investitionsvolumen von fast 5 Mrd. Euro angeschoben, um den Ausbau von Solarkollektoren und Biomasseheizungen insbesondere in Einfamilienhäusern vor allem bei Neubauten über eine staatliche Subvention zu stärken. Im November 2006 beschloss der Haushaltsausschuss des deutschen Bundestages eine Aufstockung des Marktanreizprogramms auf nunmehr 213 Millionen Euro für das Jahr 2007. Einzelne Regelungen des EEG führen ebenfalls zur verstärkten Nutzung der erneuerbaren Energien zur Wärmeerzeugung, insbesondere der Bonus für Strom aus Biomasse, wenn bei der Stromproduktion die entstehende Wärme ausgekoppelt und genutzt wird (KWK). Mittel- und langfristig muss die Steigerung des Anteils der erneuerbaren Energien im Wärmemarkt mit dem Ausbau der Nahwärmenetze einhergehen (siehe Factsheet zu „Nahwärme“).

Bedeutung der erneuerbaren Energien im Wärmemarkt

Das Wärmegesamtpotenzial der erneuerbaren Energien liegt bei bis zu 3300 PJ. Das entspricht etwa 60 % des heutigen Bedarfs. Die erneuerbaren Energien hatten im Jahr 2006 einen Anteil von 6,0 % (1998 3,5 %) an der Wärmeversorgung. Dieses geringe relative Wachstum ist auch bedingt durch die seit langem bestehende traditionelle Nutzung von Holz in (offenen) Kaminen, die einen Großteil der 6 % ausmachen. Nur ein kleiner Teil sind moderne Anlagen wie Holzpellettheizungen oder Solarkollektoren. Der relative (prozentuale) Zubau dieser modernen Anlagen war zwar in den vergangenen Jahren groß, blieb jedoch aufgrund des geringen Ausgangsvolumens absolut zu niedrig. Derzeit werden die relativ und absolut möglichen und notwendigen Zuwachsraten nicht erreicht. Im Strom- und im Biokraftstoffbereich dagegen sind starke relative und absolute Steigerungen beim Anteil der erneuerbaren Energien zu erkennen.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien im Wärmemarkt findet auch aufgrund der Förderstruktur vorwiegend bei Kleinanlagen statt. Allerdings

Schlüsselthesen

- Der Wärmemarkt wird derzeit von Heizöl (Anteil 23 %) und Gas (48 %) dominiert. Damit sind private Haushalte wie Industrie direkt von hohen und schwankenden Weltmarktpreisen dieser Energieträger betroffen.
- Öl und Gas werden fast vollständig importiert. Erneuerbare Energien im Wärmebereich würden dagegen fast vollständig aus Deutschland stammen – und damit neben der Unabhängigkeit von Importen in Deutschland für Umsätze sorgen.
- Potenziale zum Ausbau sind groß, aber die bisherige Förderung durch staatliche Subventionen ist unsicher und hat es nicht geschafft, konstante und ausreichende Wachstumsraten zu schaffen.
- Das Ziel, bis zur Mitte des Jahrhunderts die CO₂-Emissionen auf 20 % zu reduzieren, indem u.a. der Anteil der erneuerbaren Energien am gesamten Energieverbrauch auf etwa 50 % gesteigert wird, kann nur erreicht werden, wenn die Erneuerbaren im Wärmemarkt deutlich schneller wachsen als derzeit.

Schlüsselzahlen 2006

- **6 %**: Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme
- **14 %**: Ziel des BMU für EE-Anteil an Wärmebedarf 2020

Mögliche Regelungen zur Förderung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt

1. Vergütungsregelung/Preisregelung:
Produzenten von Wärme aus EE bekommen von den Brennstoffversorgern neben dem Marktpreis für einen bestimmten Zeitraum für die gelieferte Wärme eine feste Vergütung pro kWh. Die Brennstoffversorger gleichen die Vergütungssummen untereinander aus und wälzen die Kosten auf den Letztverbraucher ab.
2. Nutzungspflicht:
Pflicht für Betreiber von Anlagen zur Herstellung von Wärme (Hausbauer und -besitzer, Betreiber von Nah- und Fernwärmenetzen, Industrie), unter bestimmten Bedingungen EE zur Wärmeversorgung zu verwenden. Da sich dieser ordnungsrechtliche Ansatz nicht ausschließlich auf den Gebäudebereich bezieht, liegt innerhalb der BReg die Zuständigkeit beim BMU. Für den Wohngebäudebereich gibt es Beispiele insbesondere in Spanien und Portugal.
3. Quoten- bzw. Mengenregelung:
Brennstoffversorger müssen einen bestimmten Anteil ihrer Wärmeversorgung durch EE abdecken. Erreichung der Quote für einzelne Brennstoffversorger auch durch Handel mit EE-Wärme-Zertifikaten möglich.
4. Erweitertes Marktanzreizprogramm

bestehen große Potenziale gerade für größere Anlagen und Nahwärmenetze. Großanlagen sind dabei in der Regel auch kostengünstiger als Kleinanlagen, auch im Vergleich zur konventionellen Wärmeerzeugung.

Nach Angaben der Branchenverbände können bei einem stärkeren Ausbau der erneuerbaren Energien im Wärmemarkt bis zu 100 000 Arbeitsplätze in Produktion, Handel und Handwerk geschaffen werden. Die Betriebswirtschaftlichkeit der erneuerbaren Energien im Wärmebereich hängt stark von den lokalen Gegebenheiten (meteorologische Situation, Haustechnik) und der Entwicklung der fossilen Rohstoffpreise ab. Die Differenz der Kosten zwischen den erneuerbaren Energien und konventionellen Systemen ist aber geringer als bei vielen Sparten der erneuerbaren Energien im Strombereich. Die Erreichung der Wirtschaftlichkeit der erneuerbaren Energien wird, bei entsprechenden politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen, für den Wärmebereich deutlich früher erwartet als im Strombereich.

Herausforderungen beim Ausbau der erneuerbaren Energien im Wärmemarkt

Obwohl zumindest einige Techniken der erneuerbaren Energien im Wärmemarkt vergleichsweise nah an der Wirtschaftlichkeit sind und mit dem MAP eine intensive finanzielle Förderung durchgeführt wurde, ist der Durchbruch bislang ausgeblieben. Folgende Herausforderungen stellen sich:

- Das MAP hat bisher keine ausreichende Investitionssicherheit für Hersteller von EE-Heizungsanlagen geboten. Ein neues Instrument muss diese Investitionssicherheit bieten.
- Das Nutzer/Mieter-Eigentümer Problem macht es für viele Nutzer schwer oder unmöglich zu investieren, obwohl sie dies wollen.
- Der Ausbau der erneuerbaren Energien im Wärmemarkt muss mittel- bis langfristig mit einem Ausbau der Nahwärme verbunden werden.
- Obwohl gerade größere Anlagen vergleichsweise wettbewerbsfähig sind, werden kaum solche Anlagen gebaut.
- Obwohl der absolute und spezifische Wärmebedarf im (älteren) Gebäudebestand recht groß ist, werden die meisten Anlagen im Neubau oder relativ neuen Gebäuden installiert.
- Die Senkung des Wärmebedarfs durch energetische Sanierung ist eine wichtige Voraussetzung für den sinnvollen Einsatz der erneuerbaren Energien im Wärmebereich.
- Ferner ist die Speicherung der Wärme über längere Zeit notwendig, da das Wärmeangebot durch Sonnenstrahlung dann relativ gering ist, wenn der Bedarf für Heizwärme groß ist.

Handlungsempfehlungen

Um die Wärmeerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien stärker voranzubringen, sind neben Investitionszuschüssen weitere Schritte erforderlich:

- Einbringung eines Gesetzes zur Förderung der erneuerbaren Energien im Wärmemarkt, welches langfristig hohe Investitionssicherheit bietet.
- Festlegung eines Zieles für den Anteil der erneuerbaren Energien im Wärmemarkt für 2010 und 2020 (z. B. 14 % in 2020) mit entsprechendem Monitoring.
- Einbringung eines haushaltsunabhängigen Förderinstrumentes für Investitionskostenzuschüsse.
- Beim Ausbau der erneuerbaren Energien im Wärmebereich muss die Nahwärme gebührend berücksichtigt werden.

Hintergrund

Die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser ist für rund ein Drittel der deutschen CO₂-Emissionen verantwortlich. Der Wärmebedarf wird von Altbauten dominiert und überwiegend mit den fossilen Energieträger Öl und Gas gedeckt. Lediglich 5,4 % des Wärmemarktes insgesamt stammen aus erneuerbaren Energieträgern.

Das Potenzial der Nahwärme wurde in (bei/DLR 2006) umfassend untersucht. Diese Studie bestimmt das wirtschaftliche Potenzial der Kraft-Wärme-Kopplung zu rund 350 TWh Strom/a und 328 TWh Wärme/a. Dies entspricht 57 % der Bruttostromerzeugung bzw. 32 % des Nutzwärmeverbrauchs. Ein Großteil dieses KWK-Potenzials ist durch Fernwärme und industrielle KWK erschließbar.

Neben einer verstärkten Gebäudesanierung muss eine Durchdringung von Kraft-Wärme-Kopplung auf Basis erneuerbarer Energien die Klimabilanz der Wärmeversorgung deutlich verbessern. Dafür ist die Verbreitung von Nahwärme-Netzen eine unabdingbare Voraussetzung, die derzeit weniger als ein Prozent der Wärmeversorgung bereitstellen.

Bedeutung von Nahwärme für den erneuerbaren Wärmemarkt

Je größer eine Wärmeerzeugungs-Anlage, desto günstiger sind die spezifischen Kosten je beheiztem Quadratmeter Fläche. Was bei konventionellen Kessel gilt, ist für erneuerbare Energien noch wichtiger, da die Investitionskosten dieser Anlagen höher sind. Es lohnt sich also, den Wärmebedarf mehrerer Gebäude zusammenzufassen. Dazu eignen sich Nahwärmenetze.

Nahwärmenetze sind zugleich die „Eintrittskarte“ für umweltverträgliche Energietechniken. Sie können beispielsweise Holzhack-schnitzelkessel, Strohheizwerke, Sonnenkollektoren mit Langzeit-speicher, Biogas-Anlagen oder Blockheizkraftwerke mit Biomasse-Vergaser mit einander sowie mit fossilen Heizungssystemen vernetzen. Nahwärmenetze sind damit sowohl der „**Missing Link**“ zwischen zentraler und dezentraler Energieversorgung wie auch zwischen der heute fossil basierten Wärmeversorgung und einer zukünftig regenerativen. Nahwärmenetze vereinfachen die Integration erneuerbarer Energien, da

- **Umwandlungstechnologien** eingesetzt werden können, die aus technischen Gründen erst oder bevorzugt bei höheren Leistungen realisierbar sind, beispielsweise Vergaser oder Tiefengeothermie;
- in größeren Anlagen **kostengünstigere Brennstoffe** besser einsetzbar sind (z. B. Stroh, Stückholz);
- **Speichertechnologien** eingesetzt werden können und somit eine saisonale Speicherung der Wärme vom Sommer in den Winter möglich ist;
- durch die Kopplung verschiedenartiger Erneuerbarer Energieträger ein **Ausgleich** für fluktuierende Wärmebereitstellung geschaffen werden kann (z. B. Sonnenkollektoren mit Holz-Stützfeuerung);
- **Skaleneffekte** erschlossen werden können, weil größere Aggregate günstigere spezifische Investitionskosten und Kennwerte aufweisen als kleinere. Beispielsweise liegen die Wärmekosten einer solaren Großanlage einen Faktor 4 unter denen einer Kleinanlage;
- **flexible Investitionsentscheidungen** getroffen werden können;

Schlüsselthesen

- Nahwärme erleichtert eine Integration unterschiedlicher erneuerbarer Wärmeoptionen – Biomasse, Solarenergie, Geothermie – und eine schrittweise Transformation von fossilen zu erneuerbaren Brennstoffen.
- Das strukturelle Potenzial in Deutschland ist ähnlich hoch wie in anderen Ländern, die bereits hohe Nahwärmequoten realisieren.
- Ein verstärkter Anschlag der Nahwärme ist Voraussetzung für eine signifikante Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien an der Wärmeversorgung.
- Die Hemmnisse liegen vor allem im Bereich der Akzeptanz und Finanzierung.

Schlüsselzahlen 2006

- **48 %**: Nah- und Fernwärmeanteil in Dänemark
- **350 TWh**: KWK-Stromerzeugungspotenzial in Deutschland



In Crailsheim wird das größte deutsche solare Nahwärmenetz gebaut. Im Endausbau werden 10.000 m² Kollektor 2000 Einwohner mit Solarwärme (Solaranteil 50%) versorgen. Ein 100 m³-Kurzzeit-Wärmespeicher, der zukünftig um einen Langzeitwärmespeicher ergänzt wird, ermöglicht die Nutzung von Solarwärme in den Wintermonaten.

licht die Nutzung von Solarwärme in den Wintermonaten.

Beispiel: Versorgung einer Landgemeinde mit Nahwärme

Böhnisch (2004) untersucht, ob sich die Versorgung einer süddeutschen Landgemeinde mit erneuerbarer Nahwärme wirtschaftlich realisieren lässt. Der Wärmebedarf des betrachteten Teilortes beträgt 8000 MWh/a. Es wird angenommen, dass anfangs 25 %, später 75 % der Anwohner an das Netz angeschlossen werden.

Der Vergleich der Vollkosten für die Wärmeversorgung eines Einfamilienhauses mit verschiedenen Varianten zeigt, dass das Biogas-BHKW mit Nahwärmenetz wegen der EEG-Vergütung schon bei moderaten Ölpreisen konkurrenzfähig ist und die Holzheizungssysteme mit und ohne Solarkollektoren bei Ölpreisen über 40 Ct/kWh wirtschaftlich werden.

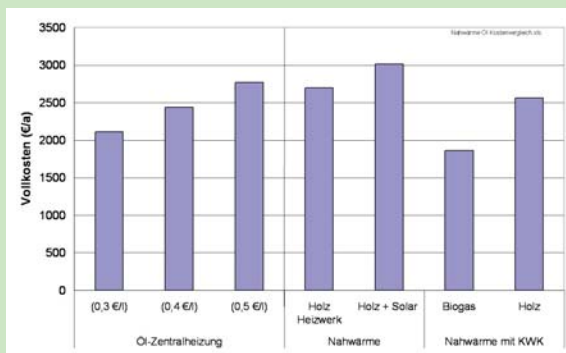


Abbildung 1: Vollkostenvergleich verschiedener Wärmeversorgungsoptionen für ein Einfamilienhaus (Böhnisch 2004)

verschiedene Anlagen oder Energieträger können auch nachträglich installiert werden, so dass der Übergang fossil à regenerativ sukzessiv erfolgen kann.

- Zudem bieten Nahwärmenetze einen **höheren Komfort** für die Kunden (mehr Platz im Heizungskeller, professionelle, zentrale Wartung, kein Schornsteinfeger/Brennstoffeinkauf).

Aus diesen Gründen wird der Nahwärme in der BMU-Leitstudie „Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien“ (DLR/IFEU/WI) und deren Aktualisierung im Leitszenario 2006 (Nitsch 2007) eine besondere Rolle zugewiesen. Im Jahr 2050 könnten demnach drei Viertel des Beitrags erneuerbarer Energien zum Wärmemarkt über Nahwärmenetze verteilt werden (Abbildung 2) – ein ambitioniertes Ziel. Insgesamt beträgt der Anteil der Nahwärme am Wärmemarkt im Jahr 2050 40 %.

Die Betriebswirtschaftlichkeit der Nahwärme hängt stark von den lokalen Gegebenheiten (Wärmedichte, Anschlussgrad) und der Entwicklung fossiler Rohstoffpreise ab (siehe Beispiel-Kasten). Den höchsten Anteil an den Gesamtkosten haben die Leitungs- und Verlegekosten. Es ist bemerkenswert, dass in anderen Ländern, beispielsweise Finnland und Dänemark, erheblich niedrigere Trassenkosten realisiert werden können. In diesen Ländern ist der Anteil der Nahwärme trotz der mitunter ungünstigen Wärmedichten deutlich höher (Dänemark: 48 %). Auch für Deutschland werden Kosteneinsparpotenziale bei der Netzverlegung von bis zu 50 % identifiziert.

Herausforderungen beim Ausbau der Nahwärme mit erneuerbaren Energien

Trotz dieser Vorteile setzt sich Nahwärme nicht in dem gewünschten Maß durch. Dies liegt an einer Reihe von Herausforderungen:

- Nahwärme leidet unter geringer **Akzeptanz** in der Bevölkerung („Ich brauche meinen eigenen Heizkessel“), vor allem in Westdeutschland. Entscheidend für eine wirtschaftliche Realisierung ist aber ein von Anfang an hoher **Anschlussgrad**.
- Mit zunehmendem **Dämmstandard** in Neubauten sinkt die Wärmedichte. Dies führt für Betreiber von Nahwärmenetzen zu steigenden Grundkosten.
- Der **Implementations-Prozess** ist vergleichsweise lang. Dies liegt auch an den **veränderten Akteursstrukturen** (Kundenakquise durch große Contractoren anstelle einzelner Kaufentscheidungen bei Heizungsbauern).
- Die Umsetzung von Nahwärmenetzen im **Gebäudebestand** ist schwieriger, da beim infrastrukturellen Ausbau die Siedlungs- und Beheizungsstruktur berücksichtigt werden muss und die Anwohner von den Vorteilen eines Anschlusses zu überzeugen sind – ein Anschlusszwang ist hier nicht möglich. Zudem ist von zukünftig sinkendem Wärmeabsatz auszugehen (Renovierungen). Neue Geschäftsmodelle (**Contracting**) sind notwendig.
- Eine Reihe von Wärmeerzeugungs- und Speichertechnologien auf Basis erneuerbarer Energien, die eine effizientere Nutzung der Energierohstoffe versprechen, sind noch in **Entwicklung**, beispielsweise Holzvergaser-BHKW oder saisonale Speicher. Auch die technische **Integration** der Wärmeerzeuger und die Dimensionierung der Netze (Rücklauftemperaturen!) und Speicher ist noch verbesserungswürdig.

Handlungsempfehlungen

Um Nahwärme auf Basis erneuerbarer Energien stärker voranzubringen, sind neben Investitionszuschüssen – die vorsichtig zu dosieren sind, um eine Überdimensionierung der Netze zu vermeiden - weitere Schritte erforderlich:

- Förderung von Informationsoffensiven für Entscheidungsträger und potenzielle Kunden (Imagekampagne Nahwärme)
- Zuschussförderung für Hausanschlüsse zur Erhöhung des Anschlussgrades
- Überprüfung der EEG-Vergütung in Hinblick auf Unterstützung der Nahwärme (KWK-Bonus)
- Förderung der Entwicklung kostengünstiger Trassenverlegungs-Technologien
- Ideen-Wettbewerb für innovative Systemideen
- Im Zuge einer allfälligen Wärmeförderung (EE-Wärmegesetz) wäre Nahwärme gebührend zu berücksichtigen.

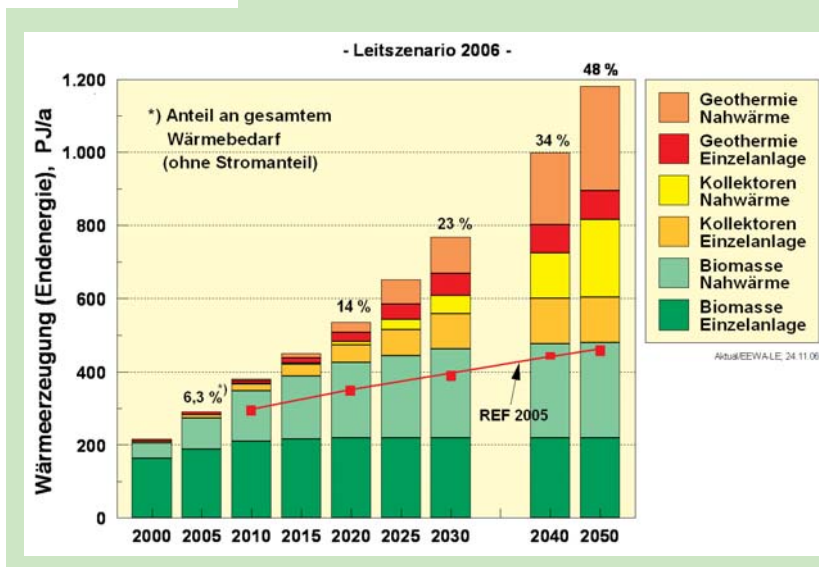


Abbildung 2: Beiträge erneuerbarer Energien im Wärmemarkt im Leitszenario 2006 (Nitsch 2007)

Literatur

AGFW (1997) F.-G. Witterhold et al., „Neuartige Wärmeverteilung“, Studie im Auftrag des BMBF. Arbeitsgemeinschaft Fernwärme e.V., Frankfurt 1997.

BINE Projektinfo 01/05, „Solare Nahwärme in neuen Wohnsiedlungen“.

H. Böhnisch, J. Deuschle, M. Nast, U. Pfenning (2006), „Nahwärmeversorgung und Erneuerbare Energien im Gebäudebestand“, Endbericht im Auftrag des Landes Baden-Württemberg, Stuttgart 2006.

DLR, IFEU, WI, „Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland“, Stuttgart, Heidelberg, Wuppertal 2004.

B. Eikmeier et al. (2006), „Analyse des nationalen Potenzials für den Einsatz hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung“, Bremer Energie Institut, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt. Verlag Energie und Management 2006.

Fraunhofer Umsicht (2004), „Leitfaden Nahwärme“, Download unter www.nahwaerme-forum.de, Zugriff 12.7.2005.

Land Ba-Wü (2005) „Nahwärmefibel“. Redaktion ZSW und DLR.

J. Nitsch (2007), Leitszenario 2006, Studie im Auftrag des Bundesumweltministeriums.

S. Raab, Solare Nahwärme unter der Lupe. Sonne Wind & Wärme 5 (2005).

Konzentrationswirkung

Zum Teil müssen Anlagenbetreiber zur Zulassung ihrer Anlage mehrere Anträge bei verschiedenen Stellen stellen, wobei die Verfahren z.T. nicht aufeinander abgestimmt sind. Eine andere Möglichkeit ist einziges, integriertes Zulassungsverfahren, wie z.B. das immissionsschutzrechtliche Genehmigungsverfahren. Nach § 13 BImSchG entfaltet die Genehmigung Konzentrationswirkung. Dies bewirkt, dass für die Anlage grundsätzlich keine weiteren behördlichen Zulassungsakte eingeholt werden müssen. Sofern das materielle Recht solche an sich für erforderlich hält (so insbesondere die Baugenehmigung, aber auch Akte wie die Befreiung von Naturschutzvorschriften oder Rodungserlaubnisse), wird die Zulassung auch hierfür durch den immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsbescheid ausgesprochen. Die in ihren Aufgabenbereichen berührten Behörden werden in das Verfahren einbezogen.

Hintergrund

Genehmigungs- und Zulassungsvoraussetzungen haben eine zentrale Rolle beim Ausbau der erneuerbaren Energien. Zum Ausbau der erneuerbaren Energien bedarf es nicht nur effektiver Steuerungsinstrumente wie z.B. das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), sondern auch entsprechender genehmigungs- und zulassungsrechtliche Voraussetzungen. Jedes Steuerungsinstrument stößt dort an seine Grenzen, wo planungs- und ordnungsrechtliche Hindernisse bestehen.

Einen Überblick über die Genehmigungs- und Zulassungsvoraussetzungen für Anlagen zur Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien gibt Klinski (2005).

Der Bericht zeigt, dass das **deutsche Recht grundsätzlich ein gut tragfähiges Regelungsgerüst** bereitstellt, das den durch Instrumente wie das EEG motivierten Ausbau der erneuerbaren Energien durch entsprechende Zulassungs- und Genehmigungsregeln unterstützt. **Im Laufe der letzten Jahre konnten im Planungs- und Fachrecht Regelungen geschaffen werden, um spezifische Erleichterungen oder Anreize für EE-Anlagen zu schaffen, ohne anderweitige Belange wie Interessen des Umwelt-, Natur- und Nachbartschutzes unangemessen in den Hintergrund zu drängen.** Hierzu zählen z.B. die Ende der 1990er Jahre für Windenergieanlagen und anschließend 2004 für Biomasseanlagen geschaffenen Privilegierungen im bauplanungsrechtlichen Außenbereich oder die ebenfalls 2004 eingeführte Möglichkeit für Kommunen, in Bebauungsplänen Festsetzungen für bauliche Maßnahmen zur Nutzung von erneuerbaren Energien (insbesondere der Solarenergie) zu treffen.

Die Studie untersucht aber auch, an welchen Stellen das bestehende Recht noch unklare, unnötig aufwändige oder auch sachlich unbefriedigende Regelungen enthält, die Hindernisse für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien darstellen könnten. Nach den Ergebnissen der Studie bestehen für Anlagen im Bereich der Solarenergie und der Wasserkraft keine wesentlichen derartigen Regelungen. Herausforderungen, die zu weitergehenden Überlegungen über Verbesserungen des bestehenden Rechts Anlass bieten, existieren aber insbesondere in folgenden Bereichen:

Windenergie

1. Repowering

Im Bereich „Wind Onshore“ fehlt bisher eine planerische Strategie zur Umsetzung des Repowering (= der Ersatz bestehender Anlagen durch neue, leistungsstärkere Typen). Dabei ist das Repowering wesentlicher Bestandteil der gegenwärtig verfolgten Strategie zum Ausbau der Windenergie. Durch ein Repowering ließe sich das durch die zunächst verhältnismäßig chaotisch erfolgte Ansiedlung gestörte Landschaftsbild quasi „aufräumen“. Bauplanerisch sind Repowering-Anlagen allerdings grundsätzlich als Neuanlagen einzustufen. Vom Bestandschutz für die zu ersetzenden Altanlagen werden sie nicht erfasst. Vorschläge für eine Umsetzung des Repowering wären: Ausweisung von Vorrang- und Eignungsgebieten speziell für den Ersatz von Altanlagen, Privilegierung von Ersatzanlagen in § 35 III BauGB.

2. Kabelverlegung für Offshore-Windanlagen

Bei der Errichtung von Windanlagen in der AWZ (Allgemeinen Wirtschaftszone) ist insbesondere bei der Kabelverlegung eine Vielzahl von Verfahren zu durchlaufen. Zudem gibt es keine verbindlichen rechtlichen Vorgaben über die Koordination und die zeitliche Reihenfolge der verschiedenen jeweils notwendigen Verfahren und Verfahrensbestandteile. Insbesondere als Hemmnis wirkt das getrennte und nicht aufeinander abgestimmte Verfahren der Kabelverlegung für Küstenmeer und AWZ. Wegen der unterschiedlichen Hoheitsbefugnisse im Küstenmeer und in der AWZ ist es nicht einmal möglich, die Trassenwahl förmlich zum Gegenstand eines einheitlichen Raumordnungsverfahrens zu machen. Daher ist eine grundlegende Überarbeitung des Genehmigungsrechts zu empfehlen. Wichtig ist eine Konzentrationswirkung der Zulassungsentscheidungen.

Biomasse

Biogas

Bei der Errichtung von Biogasanlagen sind eine Vielzahl von Rechtsvorschriften zu beachten, die meist von unterschiedlichen Behörden vollzogen werden und insgesamt weder ein sachlich harmonisierendes noch ein vollzugstechnisch klar durchschaubares Bild ergeben. Selbst die Betreiber von Kleinanlagen im Rahmen landwirtschaftlicher Betriebe werden nicht von der Aufgabe verschont, sich im Detail mit materiellen Anforderungen des Baurechts, des Immissionsschutzrechts, des Abfallrechts, des Düngerechts, des Düngemittelrechts, des Tierhygienerechts, des Wasserrechts, des Geräte- und Betriebssicherheitsrechts sowie des Arbeitsschutzrechts zu befassen. Dabei sind die materiellen Rechtsvorschriften an einigen zentralen Stellen von schwierigen Auslegungsproblemen und Ermessensbeständen geprägt, die zu einer stark divergierenden Vollzugspraxis in den verschiedenen Ländern und Regionen geführt haben. Zum Teil werden zudem kleinere, lediglich baugenehmigungspflichtige Anlagen verfahrenstechnisch schlechtergestellt, da hier keine immissionsschutzrechtliche Konzentrationswirkung vorliegt und daher zusätzliche Verfahrensschritte erforderlich sind. Vor diesem Hintergrund schlägt Herr Prof. Dr. Klinski vor, sämtliche Biogasanlagen einheitlich dem (vereinfachten) immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsverfahren zu unterwerfen. Dann wäre für alle Anlagen wegen der Konzentrationswirkung nur noch ein Zulassungsverfahren erforderlich. Dieser Vorschlag sollte allerdings mit den Verbänden diskutiert werden, da die Praxis oft einen anderen Blickwinkel hat. Des Weiteren ist auch eine Harmonisierung der materiellrechtlichen Anforderungen für Biogasanlagen zu überlegen, um eine einheitliche Anwendung der einschlägigen Vorschriften in den verschiedenen Bundesländern sicherzustellen.

Geothermie

Die Errichtung von Anlagen zur Energiegewinnung aus Geothermie ist mit komplexen Zulassungsverfahren verbunden. Maßgebend sind die Vorschriften des BBergG. Bisher sind einerseits für die Errichtung und andererseits für den Betrieb der Anlagen getrennten Verfahren zu durchlaufen. Das Zulassungsverfahren für den Betrieb der Anlagen ist zudem nicht mit einer Konzentrationswirkung verbunden, so dass gegebenenfalls weitere separate Zulassungsverfahren zu führen sind. Hier sollte geprüft werden, inwieweit das Zulassungsverfahren für Anlagen zur Nutzung der Geothermie vereinfacht und gebündelt werden könnten.

Literatur

S. Klinski (2005), „Überblick über die Zulassung von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien - Der rechtliche Anforderungsrahmen für die Nutzung der verschiedenen Arten von erneuerbaren Energien zu Zwecken der Strom-, Wärme- und Gasversorgung“, Studie im Auftrag des BMU, Berlin 2005.

Netze

Im Bereich der Planung und Realisierung von Leitungsanlagen sind zum einen die erforderlichen Zeiträume für die Planung, Zulassung und Errichtung von Leitungsbauten außerordentlich lang. In der Praxis zeigen sich zudem nicht selten Schwierigkeiten des Netzanschlusses, da private Dritte und Kommunen ihre Grundstücke bzw. Verkehrsflächen nicht für den Leitungsbau freigeben. Daher wurde in der abgelaufenen Legislaturperiode ein Konzept mit Erleichterungen der Zulassungsverfahren für Leitungsanlagen erarbeitet, das in der neuen Legislaturperiode wieder aufgenommen werden sollte. Schwerpunkte sind zum einen die Planungsbeschleunigung, zum anderen die Förderung der Erdkabel (z.B. Planfeststellungsverfahren auch für unterirdisch verlegte Kabel, Setzung kurzer Fristen für Stellungnahmen und Zwischenentscheidungen...).

Des Weiteren ist absehbar, dass die Kapazitäten im Strom-Übertragungsnetz mittelfristig nicht ausreichen, um den angestrebten Ausbau der Erneuerbaren Energien sicher realisieren zu können. Es bestehen zurzeit keine geeigneten Steuerungsinstrumente, um Netzbetreiber zu einer vorausschauenden Netzausbauplanung zu bewegen. In Anbetracht dessen erscheint es erforderlich, geeignete Steuerungsinstrumente zur Sicherstellung ausreichender Übertragungskapazitäten zu entwickeln und zu implementieren.

Sonstiges

Ein nicht unwichtiges steuerrechtliches Problem ergibt sich aus § 9 Nr. 1 S.2 Gewerbesteuergesetz (GewStG). Die Veräußerung von Strom wird steuerrechtlich als gewerbliche Tätigkeit eingestuft, welche grundsätzlich der Gewerbesteuer unterliegt. Nach Maßgabe des § 9 Nr.1 S.2 GewStG wird die Gewerbesteuer jedoch bei solchen Unternehmen nicht bzw. nur erheblich gekürzt erhoben, die ausschließlich eigenen Grund- oder Kapitalbesitz verwalten und nutzen. Betreiben an sich unter die Klausel fallende Unternehmen EEG-Anlagen, so kommt ihnen die Klausel wegen der Ausschließlichkeitsforderung insgesamt nicht mehr zu Gute – mit der Folge, dass sie für ihre gesamte Tätigkeit der vollen Gewerbesteuerpflicht unterliegen. § 9 I 2 GewStG sollte daher so gefasst werden, dass das Betreiben von EE-Anlagen als untergeordnetes Nebengewerbe nicht zum Verlust des gewerbesteuerrechtlichen Sonderstatus führt.

Hintergrund

Mit der zunehmenden Bedeutung erneuerbarer Energien wächst auch die Herausforderung, diese in das Energiesystem zu integrieren bzw. das Energiesystem insgesamt hinsichtlich des Einsatzes von EE – und anderer dezentraler Erzeugung – zu optimieren. Dies erfordert nicht nur eine technische Integration, sondern die harmonische Einfügung in das juristische, ökologische, infrastrukturelle, ökonomische und gesellschaftliche Gefüge.

Insbesondere die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien führt infolge ihrer Bereitstellungsfluktuationen zu steigenden Anforderungen an eine technisch-ökonomisch optimale Netzintegration. Die Typen erneuerbarer Energien unterscheiden sich in ihrer Einspeisecharakteristik. Strom aus Wind (siehe Abb. 1) und Photovoltaikanlagen ist wegen des sowohl jahres- als auch tageszeitlich fluktuierenden Primärenergieangebots und der Prognoseungenauigkeit durch eine höhere Volatilität und Unsicherheit gekennzeichnet. Hingegen ist ein lastabhängiger Einsatz von Biomasseanlagen, Klär-, Deponie- und Grubengasanlagen, Geothermie- sowie Speicherkraftwerke möglich. Die Stromerzeugung in Laufwasserkraftwerken ist kurzfristig mit relativ geringem Prognosefehler vorhersagbar. Sie unterliegt aber jahreszeitlichen Schwankungen.

Herausforderungen

Aus den erzeugungsseitigen Fluktuationen einer auf hohen EE-Anteilen basierenden Stromerzeugung folgen grundlegende Auswirkungen auf die Struktur des Kraftwerksparks, den Netzausbau und den Bedarf an Regelenergie. Neben der Gewährleistung der Höchstlastdeckung durch verfügbare Kraftwerkskapazitäten muss bei geringer Auslastung eine kosteneffiziente Lastdeckung durch einen Technologiemix bei der Stromerzeugung gegeben sein. Der Kraftwerkspark setzt sich deshalb aus Grundlast- (bzw. –leistungs-) kraftwerken mit hohen Fixkosten und niedrigen variablen Kosten bei hoher Auslastung, Spitzenlasttechnologien mit niedriger Auslastung bei umgekehrter Kostenzusammensetzung und dazwischen liegenden Mittellastkraftwerken zusammen. Kraftwerkseinsatzpläne regeln das Zusammenspiel der in ihrer Fahrweise beschränkt flexiblen Kraftwerke und sorgen aus Gründen der erforderlichen Frequenz- und Spannungshaltung für ein Gleichgewicht von Einspeisung und Entnahme aus den Versorgungsnetzen. Bei unvorhersehbaren Kraftwerksausfällen oder Lastprognosefehlern werden dafür flexible Erzeugungstechnologien wie Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke, Gasturbinen oder Kraftwerke im Teillastbereich mit möglicher Leistungsanpassung eingesetzt.

Hohe EE-Stromanteile erfordern zusätzlich eine Integration der fluktuierenden Stromeinspeisung in die kurz-, mittel- und langfristige Kraftwerkseinsatzplanung. Weiterhin sinkt die durchschnittliche Volllaststundenzahl des gesamten Kraftwerksparks und damit die Auslastung bestehender Grundlastkraftwerke in Verbindung mit steigenden Kosten.

In Regelzonen mit hoher WEA-Einspeisung und ausschließlich ther-

Schlüsselthesen

- Ein auf die Erfordernisse von erneuerbaren Energien abgestimmter Ausbau des Kraftwerksparks, Erzeugungs- und Lastmanagement, Energiespeicher und verbesserte Prognosesysteme werden die Integration wesentlich vorantreiben.
- Dazu können Anreize im EEG geschaffen werden.

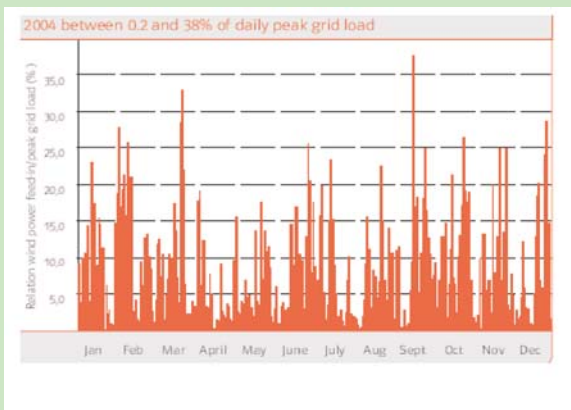


Abbildung 1: Windstrom-Einspeisung in das EON-Netz

Systemoptimierung

ist die optimierte technisch-infrastrukturelle Einbindung erneuerbarer Energien (insbesondere Strom und Wärme) inklusive der entsprechenden ökologischen, ökonomischen und juristischen Erfordernisse bzw. Konsequenzen.

KWK und Windkraft in Dänemark

Die Stromerzeugung Dänemarks ist gekennzeichnet durch die höchsten prozentualen Anteile an KWK und Windenergie in Europa. Durch eine konsequente politische Forcierung des Ausbaus der KWK werden heute 50 % des Stromes und 80 % der Fernwärme durch KWK bereitgestellt. Besonders groß war der Zuwachs an kleinen dezentralen KWK-Anlagen, die im Jahr 2003 für 14 % der gesamten Bruttostromerzeugung verantwortlich waren.

Daneben wurden in den letzten Jahren beachtliche Zuwachsraten bei der Windenergie erreicht. Der Beitrag des Windstromes an der Gesamtstromversorgung lag noch 1996 deutlich unter 5 % und ist mittlerweile (2004) auf 18,5 % angestiegen bei einer installierten Leistung von rund 3,1 GW. Dänemark ist heute führend bei der Systemintegration dezentraler Erzeuger in das elektrische Versorgungsnetz. Unter bestimmten Bedingungen übertrifft die Stromerzeugung aus KWK und Windkraft sogar die Nachfrage.

Der für die Netzstabilität erforderliche Lastausgleich erfolgt sowohl durch Leistungsregelung der wenigen großen Stromerzeuger als auch durch entsprechenden Im- und Export. Ein dreistufiges Tarifsysteem passt die Stromerzeugung der dezentralen KWK-Anlagen täglich an.

Der Kapazitätseffekt

Infolge ihrer fluktuierenden Verfügbarkeit steht nicht die ganze installierte Leistung des erneuerbaren Kraftwerksparks rund um die Uhr zur Verfügung. Der Kapazitätsfaktor charakterisiert, wie viel Prozent der installierten Leistung sicher verfügbar sind. Die Kapazitätseffekte resultieren aus der räumlichen Verteilung der EE-Stromerzeuger, dem Zusammenhang zwischen Erzeugungs- und Verbrauchsganglinie, der Struktur des konventionellen Kraftwerksparks und der Versorgungssicherheit. Der Kapazitätsfaktor der Windenergie wird mit zwischen 6 % (DENA) und bis über 20 % (ISUSI, IER) angegeben.

Wichtig ist die Unterscheidung Energie-/Leistung: zwar ist auf Grund des Kapazitätsfaktors die Vorhaltung von Regelkraftwerken notwendig (Leistung). Nichtsdestoweniger substituiert jede kWh aus einer Windanlage eine für die Erzeugung notwendige Menge Brennstoffenergie.

mischen Sekundärregelkraftwerken kann es zu einem Mehrbedarf vor allem an Minutenreserve kommen. Für die Ausregelung längerfristiger Abweichungen wird in Deutschland gegenwärtig nur die Minutenreserve eingesetzt, außerhalb des Verantwortungsbereichs des Übertragungsnetzbetreibers stehen die Stunden-/Dauerreserve zu diesem Zweck zur Verfügung. Negative Abweichungen (d.h. die Entnahme übertrifft die Einspeisung) können mit einer Vorlaufzeit von vier Stunden durch betriebsbereite, thermische Kraftwerke ausgeglichen werden. Laut DENA-Studie erfordert der Ausbau der WEA auf rund 36 GW installierte Leistung im Jahr 2015 eine zusätzliche day ahead-Vorhaltung von im Mittel rd. 3,2 GW bzw. maximal 7 GW an positiver Regelleistung und rd. 2,8 bzw. 5,5 GW an negativer Regelleistung.

Die stark dezentral geprägte Struktur der EE-Stromerzeugung verlangt ein auf die fluktuierende Einspeisung optimiertes Energiemanagement, um ein perfektes Zusammenspiel der verschiedenen Stromerzeuger zu gewährleisten.

Für die Integration der EE in das Verbundnetz, aber auch für verstärkte Stromhandelsaktivitäten ist sowohl eine Netzverstärkung als auch ein Netzausbau notwendig. Die DENA-Studie beziffert die erforderliche Netzverstärkung bestehender Trassen bei höheren Windenergieanteilen auf rund 400 km und die Erweiterung des Höchstspannungsübertragungsnetzes auf insgesamt 850 km bis 2015, was einem Anteil von 5 % des vorhandenen Höchstspannungsnetzes entspricht.

Optimierte Integration

Das elektrische Verbundnetz ermöglicht infolge der zahlreich angeschlossenen Erzeuger, Verbraucher und Speicher einen Ausgleich von Leistungsüberschüssen bzw. -defiziten. Dieser Ausgleich muss auf Basis eines effektiven Energiemanagement (EM) durchgeführt werden. Die optimale Integration wird gefördert durch:

- die Anpassung des Ausbaus des Kraftwerksparks an die neuen strukturellen Erfordernisse, beispielsweise durch einen höheren Anteil flexiblerer Gaskraftwerke
- Lastmanagement (Anpassung der Höhe und Struktur der Stromnachfrage an die Stromerzeugung; siehe „Lastmanagement“). Daraus folgt für die Versorgerseite ein verminderter erforderlicher Ausgleich fluktuierender Stromeinspeisung mit Regelkraftwerken und damit eine Vereinfachung der Netzintegration erneuerbarer Energien.
- Erzeugungsmanagement. Ein effektives Erzeugungsmanagement kann bei entsprechender vertraglicher Gestaltung mittels moderner Kommunikationstechnologien erneuerbare Energieanlagen in die Kraftwerkseinsatzplanung integrieren und, bei Überlastsituationen, ggf. auch kurzzeitig abschalten. Dezentrale Energiemanagement-Systeme ermöglichen das Zusammenfassen dezentraler Stromerzeuger (z. B. stromgeführte HKW und BHKW) zu so genannten virtuellen Kraftwerken und damit eine verbesserte Netzintegration erneuerbarer Energien.

- Energiespeicher. Eine weitere Maßnahme zum zeitlichen Abgleich zwischen EE-Stromeinspeisung und Stromnachfrage besteht in der erzeuger- oder verbraucherseitigen Zwischenspeicherung elektrischer Energie. Die Speicherung kann sowohl zentral als auch dezentral sowie direkt (Speicherung der elektrischen Energie) oder indirekt (z. B. Nachtspeicherheizungen, die die Speicherung der Wärmeenergie in der Gebäudehülle nutzen) erfolgen. Bisher wurden für die Speicherung größerer Mengen elektrischer Energie nur Wasserpumpenspeicherkraftwerke genutzt. Für zukünftige Anwendungen erscheinen die noch in der Entwicklung befindlichen Druckluftspeicherkraftwerke als interessante Alternative.
- Verbesserte Prognose der EE-Stromerzeugung. Die Integrationskosten können durch verbesserte Prognosefähigkeit deutlich gesenkt werden.
- Ein interregionaler Stromtransfer erhöht die Ausgleichseffekte und Puffermöglichkeiten für die oben beschriebenen Energiemanagement-Optionen. In einem System mit höheren EE-Strom-Importanteilen sinkt die Notwendigkeit für Speicher und Regelkraftwerke erheblich.
- Einen Netzausbau insbesondere durch Verstärkung bestehender Trassen, Temperaturmonitoring und Umrüstung auf Hochspannungs-Gleichstromübertragung.
- Prämien für systemstabilisierende Maßnahmen der EE-Betreiber (z.B. Bonus für angedrosselten Betrieb von Windenergieanlagen, „Veredelungsprämien“, neue Börsenprodukte).

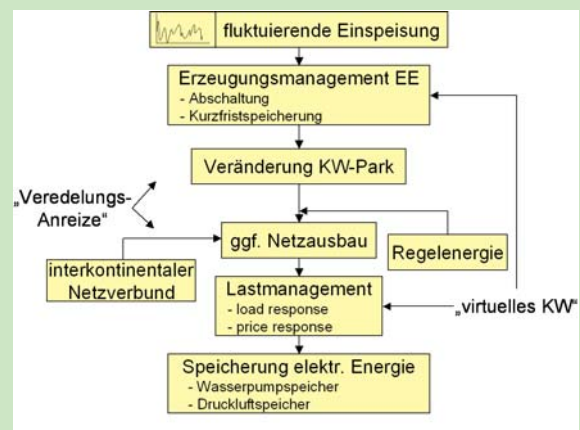


Abbildung 2: Optimierte Einbindung von EE in das Stromsystem (ifeu)

Literatur

L. Brischke (2005), „Modell einer zukünftigen Stromversorgung Deutschlands mit hohen Beiträgen regenerativer Energien auf der Basis eines Mehr-Knoten-Netzes“, Dissertation an der Universität Stuttgart.

DENA (2004), „Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020“, Projektkonsortium.

M. Krämer (2004), „Modellanalyse zur Optimierung der Stromerzeugung bei hoher Einspeisung von Windenergie“, Dissertation, VDI Fortschrittsberichte Nr. 492, Düsseldorf.

Lund, H. (2004): “Large-scale Integration of wind power into different energy systems”. Departement of Development and Planning, Aalborg University. Aalborg, Februar 2005. Download: www.people.fas.harvard.edu/~khouse/windpapers_9_28.pdf (25.11.2005)

Verschiedene andere Studien.

Schlüsselthesen

- Die Potenziale des Lastmanagements werden unterschätzt.
- Lastmanagement kann die Integration fluktuierender Einspeiser wesentlich vereinfachen und damit einen wichtigen Beitrag zur Netzintegration erneuerbarer Energien leisten.
- Das Potenzial speicherbarer Last wäre mehr als ausreichend, um den windbedingten Bedarf an Regel- und Reserveleistung der nächsten zwei Dekaden zu decken.

Schlüsselzahlen

- **5 bis 10 GW:** Potenzial speicherbarer/zeitlich verschiebbarer Last

Beispiel: Der Chicagoer „Energy-Smart Pricing Plan“

Die Chicagoer Community Energy Cooperative bietet im Rahmen des „Energy-Smart Pricing Plan“ (ESPP) Haushaltskunden einen stundenaufgelösten Tarif an. In 2004 nahmen 1100 Kunden daran teil. ESPP-Kunden sparen bereits ohne Verhaltensänderung 10 % der Stromkosten. Kunden bekommen eine Day-Ahead-Preisinformation und besondere Warnungen im Fall von Spitzenlast-Situationen. Die zusätzlichen Gerätekosten pro Kunde betragen 140 US\$.

Über die Hälfte der Kunden zeigte deutliche Verhaltensänderungen bei Hoch-Preis-Signalen, beispielsweise Änderung der Thermostat-Einstellungen von elektr. Heiz- und Klimageräten, Ausschalten von Lampen und Nutzung von Waschmaschinen in der Nacht.

Beispiel: EnBW-Pilotprojekt „Preissignal an der Steckdose“

EnBW prüft derzeit im Rahmen der Initiative „Partner für Innovation“ die Möglichkeiten des Lastmanagements auf Haushaltsebene. Geplant ist die Installation von 1000 Zählern in einer Pilotregion und die Realisierung dynamischer Tarifmodelle.

Hintergrund

Mit einem zunehmenden Anteil fluktuierender Energieträger, beispielsweise Wind-Strom, im Stromnetz und der damit zusammenhängenden Volatilität und Prognose-Ungenauigkeit wächst die Anforderung an eine kosteneffiziente, technisch optimale Integration. Lastmanagement, also die gezielte Beeinflussung der Höhe und zeitlichen Struktur der Stromnachfrage, reduziert die Notwendigkeit, mit Hilfe von Regelkraftwerken auf der Versorgungsseite diese fluktuierende Einspeisung mittels Minuten- oder Stundenreserve nachzuregulieren. Lastmanagement vereinfacht daher die Integration fluktuierender erneuerbarer Energieträger ohne zusätzliche Regelenergiebereitstellung und bietet auch ein wirtschaftlich erschließbares Potenzial.

Optionen des Lastmanagements

Unter dem Stichwort „Demand Response“ werden unterschiedliche Formen der gezielten Beeinflussung von Verbrauchernachfrage zusammengefasst. I. w. gibt es

- **load response**, d. h. die zwischen Versorger und Kunde vereinbarte Möglichkeit der Abschaltung von Lasten auf Nachfrage oder mittels entsprechender Kontrolltechnologien, und
- **price response**, d. h. tarifliche oder andere finanzielle Anreize zur Nachfrage-Reaktion, z. B. zeitvariable Tarife (Time of use (abhängig vom Zeitpunkt) oder dynamische Tarife (angekoppelt an Börsenpreise oder andere Indizes)).

Lastmanagement-Programme weltweit

Lastmanagement, insbesondere Load response, wird vielfach bei Industriekunden bereits realisiert. In verschiedenen Ländern, beispielsweise in einzelnen US-Staaten (besonders Kalifornien und New York), Italien oder Skandinavien, werden umfangreiche Lastmanagement-Programme installiert, auch auf Haushaltsebene. Im Rahmen eines IEA Implementing Agreements wird derzeit eine Datenbank aller DR-Programme zusammengestellt.

In Deutschland gibt es neben den Aktivitäten auf Industrie- und Gewerbekundenebene bislang nur wenige Pilotvorhaben, beispielsweise das Projekt Eckernförder Tarif aus den 1990er Jahren und das EnBW-Programm „Preissignal an der Steckdose“.

Potenzial des Lastmanagements in Deutschland

Voraussetzung für ein erfolgreiches Lastmanagement sind zeitlich verschiebbare Lasten. Betrachtet man den gesamten deutschen Stromverbrauch, so gehen jeweils circa 9 % auf Kühlanwendungen (45 TWh) und auf Lüftung/Klimatisierung zurück. Diese Segmente sind i.d.R. gut zeitlich verschiebbar. Andere verschiebbare Lasten sind Umwälzpumpen in Heizungen. Diese könnten sich frequenzabhängig abschalten und somit als Sofortreserve dienen. In Haushalten sind auch die Verbrauchssegmente Waschen, Spülen und Elektro-Heizen (Warmwasser oder Wärmepumpe) für Lastmanagement geeignet.

Insgesamt lässt sich in einer groben Abschätzung ein Potenzial an mindestens 6 GW speicherbarer Last bzw. über 10 GW speicherbarer und zeitlich verschiebbarer Last abschätzen (ISI 2005). Zum Vergleich: Nach der Dena-Netzstudie steigt der Bedarf an Regel- und Reserveleistung von derzeit im Mittel 1,2 GW auf 3,2 GW in 2015. Ein Fünftel der mit Lastmanagement bereitzustellenden Regelleistung würde also ausreichen, um diesen Zuwachs zu decken.

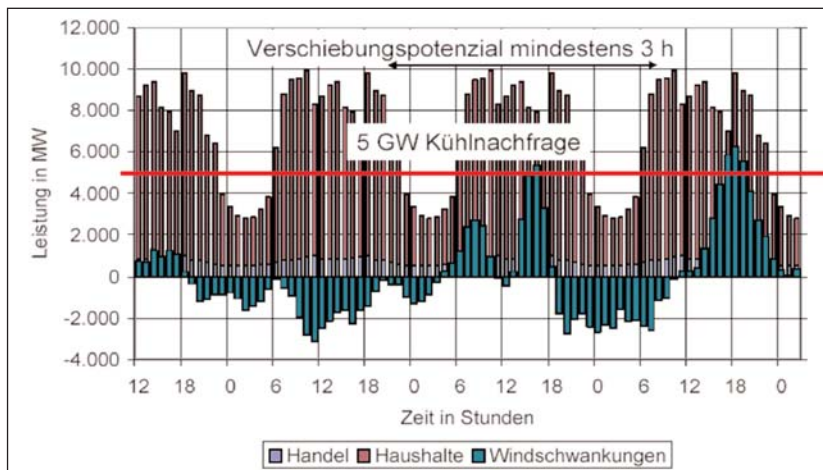


Abbildung 1: Potenziale für Verlagerung (ISI 2005)

Weitere Synergien des Lastmanagements

Neben der **Integration fluktuierender erneuerbarer Energieträger** bietet Lastmanagement weitere Synergien:

- zur verbesserten Integration von KWK-Anlagen:

Die in Deutschland installierte Kapazität an dezentralen KWK-Anlagen ist bisher überwiegend wärmegeführt. Durch eine interaktive Einbindung mit zum Lastmanagement analogen Technologien könnte man diese zur Bereitstellung von Regelleistung heranziehen.

- zu Anwendungen der Energieeffizienz:

Durch das zeitnahe Verbrauchsfeedback können Verbrauchschwachstellen identifiziert werden. Angebote des Lastmanagements können zugleich mit Energieeffizienz-Anwendungen und Energieberatung gebündelt vermarktet werden. Es kann allerdings auch zu Konflikten mit Energieeffizienz-Programmen kommen, beispielsweise wenn es zu Tarifdiskonten kommt, die eine höhere Nachfrage begünstigen.

Lastmanagement bietet daneben weitere Vorteile: für die **Kunden** (Ablesung des Zählers fällt weg, zeitnahe Rückkopplung über Stromverbrauch, Internet-Schnittstelle mit Smart-Home-Möglichkeiten), für die **Versorger** (vereinfachte Zählerablesung, Angebot weiterer Dienstleistungen über Zählerschnittstelle, Möglichkeit komplexerer Tarife und verbesserte Lastprognose) und für die Energiewirtschaft insgesamt (geringere Preisvolatilität und Spitzenlast-Preise, gleichmäßigere Netzauslastung, potenzielle Effizienz- und Umweltvorteile).

Erfordernisse

Während die Realisierung von Lastmanagement technisch bereits machbar ist, mangelt es insbesondere an der Entwicklung adäquater **Geschäftsmodelle**, der Abschätzung der **Wirtschaftlichkeit** des Lastmanagements und der Bereitstellung kostengünstiger, standardisierter **Zähler- und Kommunikationstechnologie** und deren Erprobung. Beispielsweise hat der norwegische Stromversorger NESA spezielle SMS-Tarife mit einem Mobilfunk-Netzbetreiber ausgehandelt und sendet Preissignale per SMS an alle Kunden. Die **Entwicklung intelligenter Anwendungsgeräte**, die automatisch auf Tarifsignale reagieren und Kommunikations-Schnittstellen aufweisen, ist förderlich für das Verschiebungspotenzial von Lastmanagement. Letztendlich ist auch aus **regulatorischer** Perspektive zu prüfen, in wieweit der Einsatz von Lastmanagement gefördert und auch gefordert werden kann.

Weitere Forschungsprojekte und Pilotvorhaben sind daher erforderlich.

Beispiel: Der Eckernförder Tarif

Zwischen 1992 und 1996 wurde ein dynamisches Preismodell in tausend Haushalten der Stadt Eckernförde getestet. In sieben Gebieten wurden über Rundsteuersignaltechnik Preissignale an Haushalte gesendet, die dort mittels einer „Stromwertampel“ visualisiert und mit einem „Stromwertschalter“ in automatische Abschalt-signale umgesetzt wurden. Die Akzeptanz für diesen Feldversuch war äußerst hoch, obwohl der Strompreis zwischen 11,8 und 70,8 Pf/kWh in Hochpreiszeiten schwankte. Das Leistungsreduktionspotenzial pro Haushalt lag im Mittel bei 70 Watt. Dabei gaben die Haushalte an, dafür ihr gewohntes Verhalten geändert zu haben.

Beispiel: ENEL (Italien)

Der italienische Versorger ENEL installiert derzeit 30 Millionen „Advanced Metering Infrastructure“-Systeme für alle Kundenklassen. Funktionen umfassen Fernablesung und -steuerung von Verbrauchern, Demand Response-Optionen, Kundeninformationen, Service-Informationen für die Kunden. Dazu entwickelte ENEL gemeinsam mit anderen Firmen eine eigene Zählertechnologie. Es wird eine Amortisationszeit für den Versorger von vier Jahren angegeben. Die Datenmenge der einzelnen Zähler wird über „Konzentratoren“ in circa 300.000 Stationen kondensiert und via GSM an eine Zentrale übermittelt.



Hintergrund der ENEL-Aktivitäten sind insbesondere die Möglichkeiten, Strom-Blackouts zu verhindern und den in Italien häufiger auftretenden Stromdiebstahl zu detektieren.

Literatur

ISI (2005) M. Ragwitz, M. Klobasa, „Lastmanagement als Regelkraftwerk, Vergleich zwischen Österreich und Deutschland“, Forum „Integration der Windenergie ins Netz“, Potsdam 15.6.2005.

IEA-DR Homepage: dsm.iea.org

T. Morovic, R. Pilhar, W. Möhring-Hüser (1997), „Dynamische Stromtarife und Lastmanagement, Erfahrungen und Perspektiven“, Download www.iset.uni-kassel.de/public/kss97/13.htm, Zugriff 16.8.2005

D. York, M. Kushler (2005) „Exploring the Relationship between Demand Response and Energy Efficiency: A Review of Experience and Discussion of Key Issues.“ ACEEE Report Number U 052

Schlüsselthesen

- Technische und politische Innovationen sind im Innovationsfeld „Erneuerbare Energien“ eng miteinander verwoben.
- Das BMU bedient sich unterschiedlicher Innovationsinstrumente, beispielsweise der F&E-Förderung, der direkten finanziellen Förderung von Technologien am Anfang ihrer Markteinführung, der Schaffung einer längerfristigen Perspektive u. a. durch EEG und Ausbauziele sowie der schadensverursachergerechten Verteuerung der fossilen Konkurrenzpfade.
- Innovationsförderung für erneuerbare Energien muss alle Phasen des Innovationsprozesses berücksichtigen: Invention, Transfer und Verbreitung (Diffusion). Neben den technischen Neuerungen gilt es beispielsweise, auch die Realisierung von Pilotprojekten, den Entwurf serientauglicher Produktionsprozesse, die Akzeptanz und andere sozio-ökonomische Hemmnisse einzukalkulieren.
- Querschnittsforschung ist wesentlich zur Einbettung der technologiebezogenen Forschung in eine Gesamtstrategie.

Schlüsselzahlen

- **125 Mio. €/Jahr:** Forschungsförderung des Bundes für erneuerbare Energien

Definition

“Innovation ist eine zielgerichtete Invention, Entwicklung und Diffusion einer sozio-technischen Neuerung, die ein Problem löst oder durch eine soziale Gruppe oder Akteur als Verbesserung empfunden wird.“ (TIPS 2004)

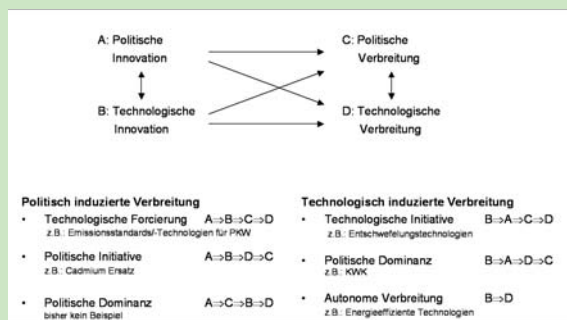


Abbildung 1: Verbreitungsmuster ökologischer Innovationen (Jänicke 2000)

Hintergrund

Eine erfolgreiche Energiepolitik muss wesentlich auch auf einen fortwährenden technologischen und institutionellen Innovationsprozess setzen. Die Energieforschungsaktivitäten privater Akteure, beispielsweise der Anlagenhersteller oder Energieversorgungsunternehmen, sind dabei von großer Bedeutung, allerdings nicht hinreichend für erfolgversprechende Innovationsprozesse. Dies liegt an verschiedenen Faktoren, u. a. den hohen Risiken angesichts der Unsicherheiten über zukünftige Preispfade und den oftmals langwährenden Entwicklungsperspektiven.

Staatliche Energieforschung füllt diese Lücke, indem sie langfristig verlässliche und zugleich adaptive (also an Veränderungsprozesse anpassbare) Rahmenbedingungen schafft. Energieforschung im Bereich erneuerbare Energien ist auch erforderlich, um die für eine weitere Markteinführung notwendige Kostendegression z. B. durch höhere Wirkungsgrade, kostengünstige und dauerhafte Materialien oder effiziente Produktionsverfahren zu ermöglichen, um die Integration der erneuerbaren Energien in die Strom-, Wärme- und Verkehrsinfrastruktur zu gewährleisten, Technologiesprünge zu ermöglichen und zugleich einen Transfer von Forschungsergebnissen in die unternehmerische Praxis zu beschleunigen. Außerdem sichert Forschungsförderung den in Deutschland ansässigen Unternehmen Vorteile bei der Erschließung des weltweiten Marktes und trägt damit zur Exportkraft und Technologieführerschaft Deutschlands bei.

Innovation

Innovation sei nach dem Begründer der Innovationsforschung Schumpeter die „Durchsetzung neuer Kombinationen“. Diese Definition beinhaltet drei Elemente: zum Einen das „**Neue**“, also einen kreativen Akt, die „**Kombinationen**“, die besagen, dass auch Neuarrangement bereits erarbeiteten Wissens zu Innovation zählen; und schließlich die „**Durchsetzung**“, also der kommerzielle Erfolg am Markt, der ebenfalls ein konstituierendes Element eines abgeschlossenen Innovationsprozesses ist. Für diese Durchsetzung benötigen Innovationen also einen **Markt** und **Akzeptanz**. Diese drei Elemente finden sich wieder in der Heuristik, die in der Innovationsforschung gebräuchlich ist: Invention, Transfer und Diffusion.

Innovation impliziert somit immer eine intendierte Entwicklung, die mittels verschiedener Mechanismen - Market pull (Kundennachfrage, Image, neue Märkte, Konkurrenzbeziehungen, ...), Technology push (Produktqualität, Energieeffizienz, Produktpalette,...) oder Regulatory Pull/Push-Aspekte (z. B. Umweltgesetzgebung,) – vorangebracht werden können.

Technologische und politische Innovationen sind oftmals eng miteinander verwoben und können sich gegenseitig befördern (Abbildung 1). Ein Beispiel für eine technologisch induzierte Verbreitung wäre die Windkraft, wo eine technische Innovation (Entwicklung leistungsstarker Windkraftanlagen) eine politische Innovation bedingt (EEG), dies wiederum die technologische Verbreitung verstärkt (Aufbau von Windkraft in Deutschland) und dann die politische Verbreitung erfolgt (internationale Einführung von Feed-in-Vergütungen). Dies zeigt die besondere Bedeutung der Reaktion von Politik auf Entwicklungen im Bereich der Technologie und zugleich die große Rolle der Politikinnovationen für die Entwicklung von Technologie. Welche Form der Unterstützung von Innovationen erforderlich ist, ist abhängig von der Marktreife einer Technologie (Abbildung 2).

Forschungs- und Innovationsförderung im Bereich erneuerbare Energien

Die Energieforschung sowohl des Bundes als auch der Privatwirtschaft in Deutschland insgesamt ist seit 1982 zurückgegangen. Die vom Bund finanzierte Energieforschung sank von 701 Mill. Euro in 1991 auf 397 Mill. Euro in 2003, die privatwirtschaftlichen Aktivitäten von 499 Mill. Euro (1991) auf 112 Mill. Euro (2003).

Forschungsförderung für erneuerbare Energien hingegen wurde und wird erhöht. Die BMU-Projektförderung wird beispielsweise von derzeit 83 auf knapp 100 Millionen Euro im Jahr 2009 erhöht. Die Federführung für diesen Fördertopf liegt beim BMU. Im Jahr 2006 wurden 118 neue Vorhaben mit einem Gesamtvolumen von über 98 Mio. Euro bewilligt. Im Schnitt der Jahre 2003 bis 2006 wurden fast die Hälfte der BMU-Forschungsmittel für PV, 16 % für Windkraft, 15 % für Geothermie und 14 % für Hoch- und Niedertemperatur-Solarthermie verwendet (BMU 2007). Hinzu kommt die F&E-Förderung für Bioenergie beim BMVEL und die institutionelle und Netzwerk-Förderung sowie Einzelvorhaben beim BMBF. Das **5. Energieforschungsprogramm** der Bundesregierung vom 1.6.2005 setzt seine Schwerpunkte in den Feldern Energieeffizienz und erneuerbare Energien, letztere vor allem im Bereich Photovoltaik, Windenergie Offshore und energetische Nutzung von Biomasse.

Innovationsförderung bedeutet aber auch die **finanzielle Förderung** neuer Technologien (z. B. Marktanzreizprogramm), die Schaffung **langfristiger Perspektiven** in der Markteinführungszeit (z. B. EEG mit 20 Jahres-Perspektive; Ausbauziele für EE) und die **Verteuerung der Konkurrenzpfade** z. B. durch die Einführung der Ökosteuer und des Emissionshandels (Abbildung 2).

Forschungsförderung „aus einer Hand“

Letztlich entscheidender Maßstab für den Erfolg einer Förderpolitik ist, ob das Förderobjekt erfolgreich in den Markt eindringt, die Marktstellung deutscher Unternehmen gestärkt und ein Beitrag zu einer umweltverträglichen und kosteneffizienten Energieversorgung geleistet wird. **Dazu ist eine Forschungsförderung erforderlich, die in allen drei Phasen des Innovationsprozesses (Abbildung 3) ansetzt und die auf einen transparenten, strategischen Auswahlprozess setzt.**

Die innovationsbegleitende Förderung kann am besten gewährleistet werden, wenn die Förderung für bestimmte Förderobjekte (beispielsweise Solarenergie) nicht auf verschiedene Ressorts aufgeteilt wird, sondern wenn der gesamte Innovationsprozess durch ein Ressort begleitet wird und dabei nicht allein die technischen Neuerungen, sondern auch die infrastrukturelle und institutionelle Einbettung Gegenstand der Forschung ist. Dies betrifft insbesondere auch sozio-ökonomische Hemmnisse, die eine Marktdiffusion der technischen Neuerungen im Bereich erneuerbarer Energien hemmen. Das BMU verfolgt diesen Förderansatz konsequent:

Beispiel Windkraft

Staatliche Forschungsförderung in der Windbranche konzentriert sich auf eine Steigerung der Wettbewerbsfähigkeit deutscher Unternehmen, beispielsweise durch Fehlerfrüherkennungssysteme, automatisierte Fertigungsschritte, die Förderung neuer Gerätegenerationen

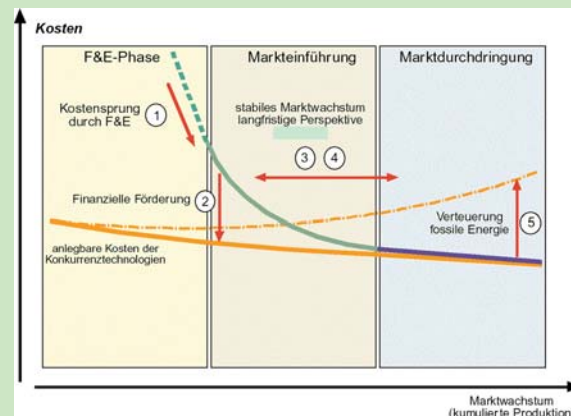


Abbildung 2: Marktphasen von Technologien und Innovationsförderung (Ramesohl, Pehnt 2002)

Bereich	1998	2003	Planung 2008
Energieeffizienz und Erneuerbare Energien, <i>davon:</i>	178	207	259
BMU-Projekt EE		67,8	93,4
BMVEL Bioenergie		5,1	10
BMBF Inst. Förd., Netzwerke EE		31	40,4
Nukl. Sicherheits- und Endlagerforschung	85	53	55
Fusionsforschung	122	115	115
Sonstiges	7	0	0
Summe	392	375	428

Tabelle 1: Förderung von F&E im Energieforschungsprogramm

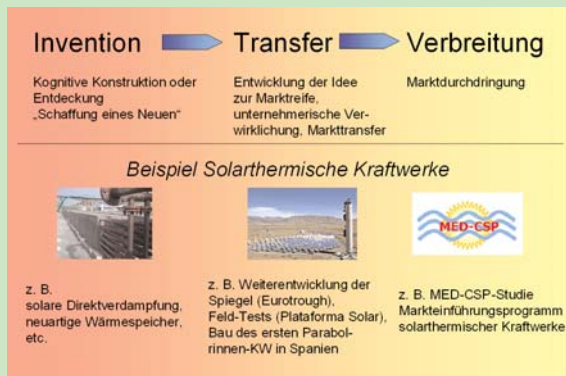


Abbildung 3: Der Innovationsprozess erneuerbarer Energieinnovationen am Beispiel solarthermischer Kraftwerke

(5 MW-Anlage), neue Triebstränge, Tragstrukturen und Montagegeräte insbesondere für den Offshore-Bereich. Die Offshore-Forschungsplattform findet weltweit Beachtung und stellt wichtige Daten bezüglich der Einsetzbarkeit der Technologie (Wind-, Wellenmessungen) und der ökologischen Verträglichkeit bereit. Mit der Gründung der Offshore-Stiftung ist das Ziel verbunden, ein Testfeld für Offshore-Windanlagen und Finanzmittel zur Begleitforschung zur Verfügung zu stellen.

In Bremerhaven soll ein „Kompetenzzentrum Rotorblatt“ entstehen, das die Untersuchung von Rotorblättern an Prüfständen und mit neuen Testverfahren ermöglicht.

Netzintegration und Energiespeicherung sowie ökologische Begleitforschung ergänzen das Forschungsportfolio, um eine bestmögliche Einbindung in das Energiesystem zu garantieren.

Der Bereich der Windenergieforschung ist auch ein gutes Beispiel für eine internationale Kooperation mit anderen europäischen Ländern. Auch das EEG ist ein innovationsstimulierendes Instrument, indem es die Marktdiffusion der Windkraft erfolgsentscheidend vorangebracht hat und zugleich durch die Degression Kostensenkungen bei den Herstellern stimuliert.

Beispiel Solarthermische Kraftwerke

Das BMU fördert sowohl Grundlagen-, Material- und Verfahrensforschung im Bereich **solarthermischer Kraftwerke**, aber auch die Realisierung und wissenschaftliche Begleitung von internationalen Pilotprojekten auf Basis deutscher Technologie, die Qualitätssicherung und Markteinführungsstrategien sowie Systemstudien (Abbildung 3). Solarthermische Kraftwerke sind im Rahmen einer Langfriststrategie von Bedeutung, da sie via transnationalem Verbundsystem im sonnenreichen Mittelmeerraum installiert werden können und Strom nach Deutschland liefern, aber auch weil die Technologien, die von deutschen Firmen entwickelt werden, weltweit exportiert werden können.

In Spanien wird mit Andasol I das erste europäische Parabolrinnenkraftwerk seinen Betrieb aufnehmen. Das 50 MW-Kraftwerk setzt maßgeblich auf deutsche Spitzentechnologie und verfügt über einen Speicher, der den Kraftwerksbetrieb auch ohne Sonneneinstrahlung über einige Stunden aufrecht erhalten kann.

Die Firma Schott Rohrglas hat den Auftrag bekommen, die Receiver für ein solarthermisches Kraftwerk in Nevada, USA, zu liefern. Die Entwicklung der Receiver war vom BMU mit 3,9 Mill. Euro gefördert worden. Schott Rohrglas wird eine neue Fertigungsanlage für diese Receiver in der Oberpfalz errichten. Innovationen im Bereich erneuerbarer Energien sind also auch ein wichtiger Beitrag zur Förderung der Exportqualitäten deutscher Güter.

Weitere Beispiele

- Forschung im Bereich **Geothermie** umfasst nicht nur die Weiterentwicklung der Untertagetechnik oder neue Umwandlungsverfahren für die Verstromung von Niedertemperatur-Wärme, sondern auch Untersuchungen zu Fündigkeitsrisiken, Projektentwicklungen und konkrete Demonstrationsvorhaben wie Soultz-sous-Forêts und Neustadt-Glewe, ökologische Begleitforschung und Monitoring der Aktivitäten.
- Die Marktdurchdringung bereits marktreifer Technologien wird forschungspolitisch durch Entwicklung weiterer Einsatzfelder und Integrationsmaßnahmen vorangebracht. Beispielsweise werden **solare Nahwärmenetze** mit saisonalem Speicher gefördert oder die Anwendung von NT-Solarthermie für industrielle Wärme und solare Klimatisierung untersucht.

- Ökologische, wirtschafts- und sozialwissenschaftliche Studien und Untersuchungen zur optimalen Ausgestaltung von Energiesystemen mit erneuerbaren Energien werden im Rahmen **spartenübergreifender Querschnitts-Forschungsthemen** untersucht. Diese umfassende Systemanalyse ermöglicht eine optimale Allokation knapper Forschungsressourcen auf die erfolgversprechendsten Technologien und die Einbettung in eine Gesamtstrategie zum Ausbau der Erneuerbaren Energien gemeinsam mit verstärkten Effizienzbemühungen.

Literatur

BMU (2005), „Forschung und Entwicklung im Bereich erneuerbarer Energien. Jahresbericht 2004“

BMU (2007), „Innovation durch Forschung. Jahresbericht 2006 zur Forschungsförderung im Bereich der erneuerbaren Energien“

Bundesregierung (2005), „Innovation und neue Energietechnologien. Das 5. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung“

Jänicke (2000) „Ecological Modernization: Innovation and Diffusion of Policy and Technology“, FFU-report 00-08
Forschungsstelle für Umweltpolitik FU Berlin

Ramesohl, Pehnt (2002) Innovation policy, in: M. Pehnt, S. Ramesohl, „Fuel cells for distributed power“ im Auftrag von WWF Europe und Fuel Cells Europe.
Download www.panda.org/epo

TIPS (2004) IFEU, DIW, Öko-Institut, FU Berlin, „Transformation and Innovation in Power Systems“, Innovationskonzept.
Download www.tips-project.de

Schlüsselthesen

- Die hocheffiziente Nutzung biogener Festbrennstoffe ist wesentlich für die Erreichung der EE-Ausbauziele. Insbesondere die dezentrale KWK-Nutzung könnte einen großen spezifischen (pro Tonne Input), aber auch absoluten Beitrag zum Klimaschutz erbringen.
- Schlüssel für diesen Sektor ist die Weiterentwicklung und Markterprobung thermochemischer Nutzungspfade, insbesondere Biomasse-Vergasung.
- Noch gibt es keine zuverlässigen Vergaser-Nutzungssysteme.
- Neben der EEG-Förderung und weiterer F&E ist ein umfangreicher Technologie-wettbewerb notwendig.

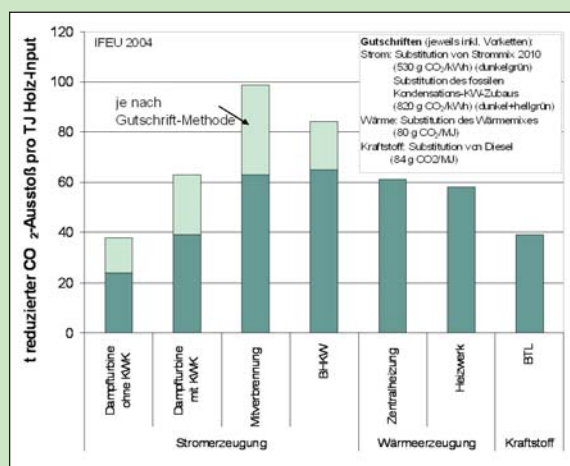


Abbildung 1: CO₂-Minderung durch Einsatz von Holz in verschiedenen Segmenten. Quelle: DLR/IFEU/WI (2004)

Lesebeispiel: Durch Einsatz von 1 Terajoule Waldholz in einer Holz-Zentralheizung werden 61 Tonnen Kohlendioxid gegenüber dem Wärmemix eingespart.



Biomasse-Nutzung in Dampfmotor (Spilling), Dampfturbine (KKK) und Vergaser (Ankur)

Hintergrund

Angestoßen durch das EEG verläuft die Entwicklung im Bereich der Biomasse-Stromerzeugung insgesamt sehr dynamisch. Insbesondere der Bereich der Biogas-Nutzung ist davon betroffen. Die Nutzung holz- und halmgutartiger Biomasse hingegen konzentriert sich zum einen auf den Bereich der Altholz-Nutzung und auf die Nutzung der Biomasse im Wärmesektor.

Im Vergleich zur ausschließlichen Wärmenutzung bietet die Nutzung der Biomasse in Kraft-Wärme-Kopplung den Vorteil, dass pro Tonne biogener Brennstoffe der Verbrauch an Energierohstoffen und der Ausstoß an Klimagasen stärker gesenkt wird als in Wärmenutzung ohne KWK (Abbildung 1).

Das Erneuerbare Energien-Gesetz unterstreicht die Bedeutung der Biomasse-KWK, in dem es für Strom aus Biomasse-KWK einen Bonus von 2 Ct/kWh_{el} und für die Anwendung innovativer Technologien (beispielsweise Brennstoffzellen, Gasturbinen, Dampfmaschinen, ORC-Anlagen, Stirling-Motoren oder Kalina-Cycle-Anlagen) weitere 2 Ct/kWh_{el} zusätzlicher Vergütung vorsieht.

Bedeutung hocheffizienter KWK mit fester Biomasse

Die Nutzung biogener Festbrennstoffe ist bislang durch außerordentlich niedrige Nutzungsgrade gekennzeichnet. Der elektrische Bruttowirkungsgrad aller in Deutschland betriebener Biomassekraftwerke mit festen Brennstoffen lag bei 23 % (IE 2005). Der Gesamtnutzungsgrad wird mit lediglich 46 % abgeschätzt. Kleine Anlagen haben oftmals elektrische Wirkungsgrade < 10 %.

Während diese Kraftwerke in der Regel auf Rostfeuerungen mit Dampfturbinen oder Dampfmaschinen basieren, stagniert die Entwicklung innovativer KWK zur Biomasse-Nutzung. Wegen der hohen potenziellen elektrischen und Gesamtnutzungsgrade ist insbesondere die Kopplung der Biomasse-Vergasung mit anschließender motorischer Nutzung vielversprechend. Diese Anlagen basieren auf der Vergasung der Biomasse: die Biomasse wird thermochemisch in ein Gasgemisch aus Wasserstoff, Kohlenmonoxid und Kohlendioxid umgewandelt, gereinigt und anschließend in einem motorischen BHKW (langfristig auch in Stirling- oder Brennstoffzellen-BHKW) in Strom und Wärme umgewandelt.

Hocheffiziente, dezentrale KWK mit fester Biomasse ist aus verschiedenen Gründen für eine zukünftige Energieversorgung von besonderer Bedeutung:

- Das **Potenzial** der biogenen Festbrennstoffe ist mit zukünftig über 500 PJ/a (ohne Energiepflanzen) in Deutschland höher als das Biogas-Potenzial (rd. 140 PJ/a).
- Neue Technologien **steigern den Ertrag** aus diesen Biomassevorkommen **durch hohe elektrische wie auch Gesamtnutzungsgrade** (Tabelle 1) und damit den Beitrag zum Klima- und Ressourcenschutz. Ein hoher Nutzungsgrad bedeutet zugleich niedrigere Brennstoffkosten.
- KWK mit biogenen Festbrennstoffen leistet auf Grund der Rund-um-die-Uhr-Verfügbarkeit des Brennstoffes einen wichtigen Beitrag zur **Grundlastfähigkeit** erneuerbarer Stromproduktion.
- Aufgrund des flächigen Anfalls der Biomasse eignet sich gerade die dezentrale KWK zur energetischen Nutzung. So kann eine angepasste **Logistik** mit geringeren Kosten und minimierten Umweltwirkungen der Transporte geschaffen werden.

Stand der Technik

Bereits in den 1940er Jahren wurden Zehntausende von Fahrzeugen mit Holzvergaser betrieben. Dennoch ist die verfahrenstechnische Entwicklung im Bereich der stationären Holzgas-Nutzung bei weitem noch nicht ausreichend. Weltweit wurden seit 1975 circa 120 Vergasungsanlagen errichtet, die das Gas in einem Motor oder einer Turbine verbrennen, davon 34 in Deutschland (Stand 11/2004). Die meisten dieser Anlagen sind weniger als 1000 Betriebsstunden gelaufen. Es mangelt insbesondere an der Standfestigkeit der Geräte (Probleme im Vergasungsreaktor, periphere Anlagenkomponenten, Teerbildung), an einer kostengünstigen Gasreinigung, Abgasproblemen und der Automatisierung der Beschickung unterschiedlicher Biomassen. Probleme bereitet auch die unterschiedliche Zusammensetzung und Feuchte der Biomasse und die deshalb schwankende Gasqualität. Noch schwieriger als die Vergasung der holzartigen Biomasse ist die Nutzung halmgutartiger Biomasse.

Derzeit gibt es daher noch keine serienreife Holzvergaser-Technik. Vergaser des Marktführers Ankur (Indien) beispielsweise sind funktionstauglich, benötigen allerdings gerade bei der Beschickung der Biomasse einen intensiven Personalaufwand und erfüllen nicht die deutschen Sicherheits- und Umweltauflagen. Das Problem bei der Einschätzung verschiedener Vergaser heute ist zudem, dass es kaum seriöse Daten zu Betriebseigenschaften gibt. Unfertige Geräte werden als alltagstauglich vermarktet.

Handlungsempfehlungen

Während die Vergütung innovativer KWK-Nutzung von biogenen Festbrennstoffen durch das EEG angemessen erscheint, muss das Ziel der weiteren Entwicklung die Schaffung marktreifer und zuverlässiger Produkte sein. Neben der wichtigen, großendifferenzierten EEG-Vergütung sind folgende Eckpunkte zu beachten:

- Ein groß angelegtes, europäisch abgestimmtes **Demonstrationsprogramm** zur Errichtung weiterer, wissenschaftlich begleiteter Anlagen. Dabei sollten die unterschiedlichen Leistungssegmente (< 500 kW_{el}, MW-Maßstab, Anlagen zur gekoppelten KWK/Kraftstoff-Produktion) gleichrangig behandelt werden.
- Fortsetzung der „Hardware-Entwicklung“ für die Einzelkomponenten und die Systemintegration (beispielsweise anlageninterne Nutzung der Rückstände aus der Gasreinigung)
- Förderung eines „moderierten Erfahrungsaustausches“ (Weigand 2004) zwischen einzelnen Forschungsprojekten sowie eines unabhängigen **Technologie-Monitorings**
- Förderung eines **Technologie Wettbewerbs**: Vergaserhersteller können sich für einen umfangreichen Test ihrer Anlage bewerben. Ein Vorschlag für eine Ausgestaltung des **Messprogramms** wurde von der Deutschen Gesellschaft für Sonnenenergie zur standardisierten Erfassung der Reife verschiedener Produkte vorgeschlagen: einen 200 h-Dauerbetriebstest zur Messung der Nutzungsgrade und einen 3000 h-Betriebstest zur Ermittlung der Verfügbarkeit, der Wartungskosten und des Personaleinsatzes (DGS 2005). Finanziert werden sollten unabhängige Messungen und wissenschaftliche Begleitforschung.

Tabelle 1: KWK-Technologien aus fester Biomasse. Verändert nach Obernberger (2002)

Technologie	$\eta_{el-Anl.}$ (%)	$\eta_{ges-Anl.}$ (%)	Stadium
Dampfturbine	8-25	80	Marktreif
Dampfkolbenmotor	8-20	78	Marktreif
Schraubenmotor	10-20	82	Demo
ORC	10-18	85	Demo
Stirling	6,5-28	63-86	Pilot
Gasturbine	14-21	74-80	Konzept
Heißluftturbine	13-24	65-70	Demo
Vergaser mit Motor	20-45 *	75-80	Pilot
Vergaser mit GuD	35-45		Pilot

* Je nach Vergasungskonzept und Anlagengröße.

Literatur

- DGS (2005) „Statusband Holzvergasung“, herausgegeben von der Deutschen Gesellschaft für Sonnenenergie, München 2005
- DLR, IFEU, WI (2004) „Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland“, im Auftrag des Bundesumweltministeriums, Stuttgart, Heidelberg, Wuppertal 2004.
- FNR (2004) „Biomasse-Vergasung – Der Königsweg für eine effiziente Strom- und Kraftstoffbereitstellung“, Schriftenreihe „Nachwachsende Rohstoffe“ Band 24.
- IE (2005), „Monitoring zur Wirkung des novellierten EEG auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse“, Institut für Energetik und Umwelt, Leipzig.
- Öko-Institut et al. (2004), „Stoffstromanalyse zur nachhaltigen energetischen Nutzung von Biomasse“, im Auftrag des Bundesumweltministeriums, Darmstadt u.a.
- TUHH (2004), „Energetische und ökonomische Analyse und Evaluierung der Biomassevergasung zur Stromerzeugung“, Tagungsband 25./26.11.2004.
- Weigand et al. (2004) DLR, TU Wien, IVD Stuttgart, IE, RWE Power, „Analyse und Evaluierung von Anlagen und Verfahren zur thermo-chemischen Vergasung von Biomasse“, im Auftrag der FNR.

Schlüsselthesen

- Erneuerbare Energien stellen in Form biogener Kraftstoffe 6,6 % des Kraftstoffbedarfs in Deutschland zur Verfügung.
- Die Gesamtbilanz der **Treibhausgase** von biogenen Kraftstoffen fällt positiv aus, weist allerdings großes Verbesserungspotenzial auf. Biokraftstoffe der ersten Generation haben im Vergleich zu stationären Anlagen höhere CO₂-Vermeidungskosten und geringere absolute Minderungspotenziale. Eine Allokation der Biomasse-Stoffströme auf den Verkehrssektor sollte dies berücksichtigen. Mit zunehmendem Technologie- und Ertragsfortschritt (Kraftstoffe der zweiten Generation) werden Unterschiede in der CO₂-Minderungseffizienz i. Vgl. zum stationären Einsatz geringer.
- **Gasförmige Biokraftstoffe** (Biogas, Biomethan) bieten hohe energetische Flächenerträge und verfahrenstechnische / logistische Vorteile. Sie sollten daher in der Kraftstoffdiskussion Berücksichtigung finden.
- Die **Ausschöpfung der Effizienzpotenziale** insbesondere im Straßenverkehr ist eine unabdingbare, robuste und kosteneffiziente Voraussetzung für das Erreichen hoher Anteile alternativer Kraftstoffe am Gesamtkraftstoffbedarf wie auch für die Erreichung der Klimaschutzziele insgesamt.
- Langfristig werden Wasserstoff und Biokraftstoffe der zweiten Generation das Kraftstoffportfolio ergänzen.

Schlüsselzahlen

- **6,6 %**: Anteil erneuerbarer Energien an Kraftstoffen für Straßenverkehr
- **2,8 Mio. t**: Absatz an Biodiesel im Jahr 2006
- **17 %**: Ziel für erneuerbare Kraftstoffe für 2020

Hintergrund

Gegenwärtig werden im Verkehr überwiegend Kraftstoffe auf Erdölbasis eingesetzt. Die bei der Verbrennung der fossilen Kraftstoffe emittierten klimaschädlichen Gase, die Endlichkeit des Energieträgers Erdöl und die politischen Abhängigkeiten von Erdölförderländern erfordern ein umfangreiches Maßnahmenpaket für den Verkehr. Zwar sind die CO₂-Emissionen des Verkehrs im Jahr 2004 gegenüber 1999 gesunken, haben aber noch nicht das Niveau von 1990 erreicht. Aber das wachsende Verkehrsaufkommen und eine Zunahme der Emissionen aus dem Luftverkehr mindern die Reduktionserfolge. Auch der Anteil der umweltfreundlicheren Verkehrsmittel Bahn, Bus und Binnenschiff sinkt. Problematisch ist auch der Güterverkehr. Die erwünschte sektorale Entkopplung von Transportleistungen und Wirtschaftswachstum hat noch nicht stattgefunden. Insgesamt 20 % der deutschen Kohlendioxid-Emissionen stammen aus dem Verkehrssektor.

Die Bundesregierung verpflichtet sich im Biokraftstoff-Quotengesetz auf eine Steigerung des Biokraftstoff-Anteils auf 6,75 % im Jahr 2010; für das Jahr 2020 wird in einer Kommunikation an die Europäische Union eine Quote von 12,5 % vorgeschlagen (2015: 8 %). Der Anteil soll insbesondere in diesem Jahrzehnt überwiegend über die Beimischung von Biokraftstoffen zu fossilen Kraftstoffen und nur zu einem kleinen Teil durch biogene Reinkraftstoffe erreicht werden. Weiterhin sollen synthetische Biokraftstoffe marktfähig gemacht werden.

Marktsituation

Im Kraftstoffsektor gilt nach dem Energiesteuergesetz eine Beimischungspflicht für Biokraftstoffe, die einen – ab 2007 ansteigenden – Mindestanteil von Biokraftstoffen an den in Verkehr gebrachten Diesel- und Benzinmengen verlangt. Zudem wird eine Gesamtquote verlangt, die bis 2010 auf 6,75 % und bis 2015 auf 8 % ansteigt. Diese Mindestquote kann sowohl durch Beimischung als auch durch Inverkehrbringen reinen Biokraftstoffs erfüllt werden.

Die bisherige Steuerbefreiung reiner Biokraftstoffe wird modifiziert. Ab 2007 wird auf reinen Biodiesel eine Steuer in Höhe von insgesamt 9 Cent pro Liter erhoben, die bis 2012 stufenweise auf 45 Cent pro Liter steigt. Bei reinem Pflanzenöl setzt die Besteuerung erst 2008 mit insgesamt 10 Cent je Liter ein. Sie steigt bis 2012 auf ebenfalls 45 Cent je Liter. In der Land- und Forstwirtschaft bleiben Biokraftstoffe steuerbefreit.

Im Verkehrsbereich hat als einziger erneuerbarer Energieträger die Biomasse größere Bedeutung. Der Sektor der biogenen Kraftstoffe verzeichnete seit 1990 ein beachtliches Wachstum. Im Jahr 2005 deckten Biokraftstoffe 6,6 % des Gesamtverbrauchs an Kraftstoffen in Deutschland ab. Der mit Abstand am meisten genutzte biogene Kraftstoff ist Biodiesel, gefolgt von Pflanzenöl und Bioethanol. Andere erneuerbare Energien kommen höchstens in Nischenanwendungen und im leitungsgebundenen Verkehr zum Einsatz.

Biodiesel

Biodiesel wird aus Pflanzenöl hergestellt; in Deutschland ist die Rapspflanze aufgrund des Klimas und des hohen Ölgehalts der Frucht die wichtigste Kulturpflanze zur Ölgewinnung. Rapsölmethylester (RME) wird in einem chemischen Prozess, der so genannten Umesterung, unter Zugabe von Methanol hergestellt. In seinen chemischen und physikalischen Eigenschaften ist normgerechter Biodiesel vergleichbar mit fossilem Diesel und kann daher in Dieselmotoren eingesetzt werden. Über 3 Millionen Fahrzeuge sind in Deutschland für den Biodieselbetrieb zugelassen, aber nur wenige aktuelle Modelle haben eine Freigabe infolge der strengeren Abgaswerte.

Seit Anfang 2004 wird Biodiesel bis zu 5 % dem Normaldiesel beigemischt. Biodiesel hat als einziger Biokraftstoff nennenswerte Marktanteile in Deutschland (4,8 % am Kraftstoffverbrauch im Jahr 2005). Abbildung 1 zeigt den starken Anstieg des Biodieselabsatzes. Ein Großteil davon fragte das Transportgewerbe nach. Infolge steigender Abgasanforderungen wird Biodiesel als Reinkraftstoff an Bedeutung verlieren und zukünftig verstärkt beigemischt werden.

Bioethanol

Bioethanol ist ein Alkohol und wird aus zucker- und stärkehaltigen Pflanzen durch alkoholische Gärung und anschließende Destillation und Absolutierung gewonnen. Ethanol kann dem Ottokraftstoff bis zu 5 % beigemischt werden. Für höhere Mischungsanteile sind fahrzeugtechnische Anpassungen (FFV- Flexible fuel Vehicles) und eine eigene Infrastruktur notwendig. FFV sind vor allem in den USA, Schweden und Brasilien verbreitet. In Deutschland hat Bioethanol bisher nur eine geringe Bedeutung im Kraftstoffsektor (2006: 0,6 % am Kraftstoffverbrauch). Aus Ethanol und Isobutan kann Ethyl-Tertiär-Butyl-Ether (ETBE) hergestellt werden. ETBE darf dem Ottokraftstoff bis zu 15 % zugesetzt werden und dient aufgrund seiner hohen Oktanzahl als Oktan-Booster. Es soll den fossilen Oktan-booster Methyl-Tertiär-Butyl-Ether (MTBE) ersetzen.

Weitere Biokraftstoffe

Reines Pflanzenöl (z.B. Rapsöl) kann nur in umgerüsteten Motoren verwendet werden. Bisher gibt es keine ausreichend definierte Kraftstoffqualität. Daher ist der Einsatz von Pflanzenöl bisher eine Nischenanwendung und vor allem im Bereich der Landwirtschaft wird weiteres Potenzial gesehen. **Dimethylether** (DME) und **Biomethanol** werden infolge technischer und wirtschaftlicher Hindernisse keine Relevanz als Biokraftstoffe erlangen.

Biogas wird durch anaerobe Fermentation von organischen Reststoffen (Klärschlamm, Deponiegase, etc.) gewonnen. Nach der Aufbereitung kann es als Kraftstoff in auf Gasbetrieb umgebauten Ottomotoren eingesetzt werden. In Schweden und anderen Ländern wird dies bereits praktiziert. Durch die Möglichkeit der Ganzpflanzenutzung – wie auch bei biogenem Wasserstoff und BTL – erzielen synthetische Kraftstoffe deutlich höhere Flächenerträge (Abb. 3) und gelten daher mittelfristig als viel versprechende Option. Die Herstellung von **Wasserstoff aus Biomasse** zur Nutzung in Brennstoffzellen- oder Verbrennungsmotorfahrzeugen wird wegen der erforderlichen hohen Investitionen in Anlagentechnik und Infrastruktur langfristig angedacht.

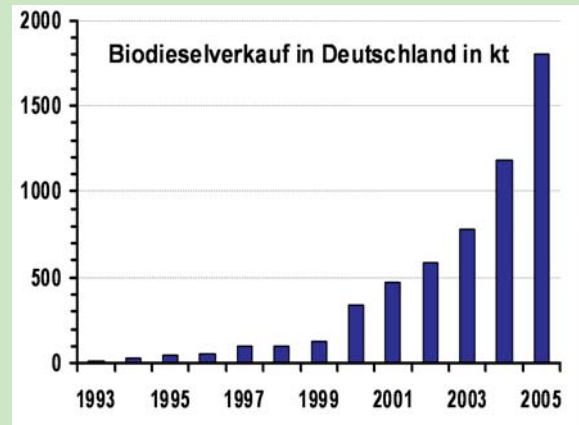


Abbildung 1: Verkauf an Biodiesel in Deutschland (Ifeu 2006 auf Basis von ufop, BMELV)

Wasserstoff aus EE-Strom

Die Erzeugung von H_2 auf Basis der Elektrolyse mit Strom aus erneuerbaren Energien ist die Option mit den größten energetischen Potenzialen, vor allem für den Zeitraum nach 2050. Die Wirtschaftlichkeit setzt deutliche Kostendegressionen voraus, die durch den forcierten Ausbau der EE-Stromerzeugung bis 2030 erreicht werden müssen. Trotz der nutzungsseitigen Flexibilität von Wasserstoff und der langfristig attraktiven Verknüpfung mit erneuerbaren Energien ist daher von einem zu frühen Einstieg in den Ausbau einer Wasserstoffinfrastruktur für energetische Zwecke abzuraten. Der Ausbau erneuerbarer Stromproduktion im stationären Sektor ist somit eine notwendige Voraussetzung für eine erfolgreiche Entwicklung von H_2 aus EE-Strom. Die Entwicklung der Kosten für H_2 -Fahrzeuge sind dabei ein dominanter Einflussfaktor für die Kosteneffizienz der Kraftstoffnutzung erneuerbarer Energien via H_2 -Produktion.

Mittel- bis langfristig ist bei realistischen Annahmen ergänzend zu einem eher ausgewogenen Biokraftstoffmix die Einführung von Wasserstoff auf Basis erneuerbarer Energien sinnvoll. Dann werden auch der Wasserstoffimport sowie eine Wasserstoffherzeugung aus fossilen Rohstoffen mit CCS zu prüfen sein.

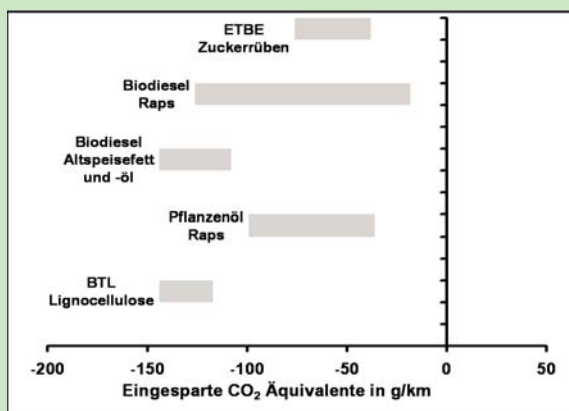


Abbildung 2: Gegenüber fossilen Kraftstoffen eingesparte Treibhausgasemissionen (Ifeu 2004)

Synthetische Biokraftstoffe sind flüssige (BTL – Biomass-to-Liquid), aus Synthesegas mit anschließender Synthese und Produktaufbereitung hergestellte Kohlenwasserstoffe. Die Synthesegas-erzeugung erfolgt durch eine thermochemische Vergasung des gesamten Pflanzenmaterials (Ganzpflanzennutzung). Anhand der großtechnischen Verfahren für Kohle werden Anlagen für die Biomasse-Vergasung entwickelt. BTL-Kraftstoffe können an modernste Motoren (Otto und Diesel) angepasst werden und werden deshalb auch als Designer-Kraftstoffe bezeichnet. Bisher existieren lediglich Produktionsanlagen im Pilotmaßstab, es wird aber in den nächsten Jahren mit dem Einstieg in die großtechnische Erzeugung gerechnet. Allerdings sind die Erwartungen hinsichtlich der Konversionswirkungsgrade und der verfahrenstechnischen und logistischen Machbarkeit noch zu bestätigen.

Umwelteffekte

Biokraftstoffe zeichnen sich durch ein hohes Treibhausgasreduktionspotenzial aus. Allerdings mindern insbesondere die Emissionen aus der landwirtschaftlichen Vorkette (beispielsweise N₂O) im Fall von Energiepflanzen die Klimagas-Reduktionsmöglichkeiten. Auf Basis einer so genannten Well-to-Wheel-Analyse, die die Herstellung, den Transport, die Verteilung und die Nutzung der Biokraftstoffe erfasst, zeigt Abbildung 2 die Einsparungen als CO₂-Äquivalente der verschiedenen Biokraftstoffe pro gefahrenen Kilometer gegenüber Benzin bzw. Diesel.

Unter den Biokraftstoffen liefert die Nutzung der Energiepflanzenpotenziale zur Erzeugung von gasförmigen Kraftstoffen (Biogas und Biomethan/SNG, langfristig Wasserstoff aus Biomasse) auf Grund der hohen flächenspezifischen Energieerträge die höchsten Energie- und Klimaschutzbeiträge und ist unter den getroffenen Annahmen mit den günstigsten Vermeidungskosten zu realisieren. Diese bieten auch Vorteile bezüglich der Verfahrenstechnik und der Biomasse-Logistik. Eine Erweiterung der Kraftstoffdiskussion auf gasförmige Kraftstoffe ist darum angeraten.

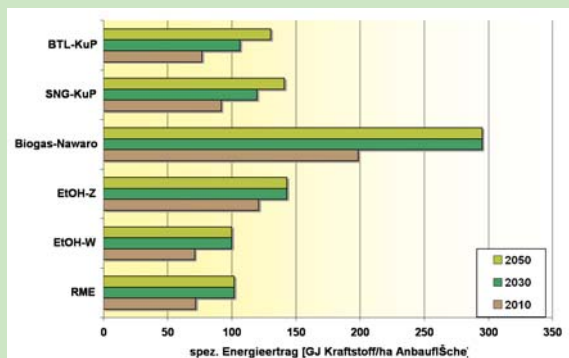


Abbildung 3: Spezifische Energieerträge von Biokraftstoffoptionen mit Ertragssteigerungsmöglichkeiten bis 2050 (WI IFEU DLR 2005)

Flächenkonkurrenz

Der Flächenbedarf für die Nachhaltigkeitsziele aus den Bereichen Ökolandbau, Kompensationsflächen, Flächenversiegelung, Natur-, Boden- und Gewässerschutz sowie für das EU-Ziel bei Biokraftstoffen beträgt bei vollständiger Umsetzung zwischen 3,5 und 5,3 Mio. ha in 2010 (je nach Biokraftstoffmix zum Erreichen der EU-Ziele). Ob diese Flächen zur Verfügung stehen werden, hängt insbesondere von der Entwicklung der zukünftigen Landwirtschaft ab, die von verschiedenen agrarpolitischen Rahmenbedingungen wie WTO, EU-Agrarpolitik und Weltmarktentwicklungen geprägt wird. Zielkonflikte sind jedoch wahrscheinlich. Ab etwa 2015 bis 2020 würde sich bei diesen Annahmen die Situation insbesondere aufgrund steigender spezifischer Erträge in der Landwirtschaft entspannen.

Die Potenziale für eine Biokraftstoffproduktion könnten daher im Jahr 2010 nahezu Null betragen, wenn den anderen um Flächen konkurrierenden Nachhaltigkeitszielen oder Nutzungsformen Priorität eingeräumt wird. Sie könnten im Sinne einer maximalen Obergrenze bestenfalls 10 % des Kraftstoffmarkts abdecken, wenn neben der Nahrungsmittelproduktion auf der Basis einer 100 %-igen Selbstversorgung alle verbleibenden Flächen sowie alle organischen

Reststoffe ausnahmslos für eine Biokraftstoffproduktion verwendet werden – Biokraftstoffimporte oder Biomasseimporte zur Biokraftstoffproduktion ausgenommen. Ob das Ausbauziel für 2010 (6,75 %) erreicht werden kann, hängt von der Entwicklung in der Landwirtschaft und von den Zielvorgaben für die diversen Nachhaltigkeitszielen ab.

Nutzungsvielfalt und Fahrzeugeffizienz

Die Vielfalt der Nutzungsmöglichkeiten biogener Reststoffe und Energiepflanzen stellt die Politik vor die Frage, wie die Biomasse-Stoffströme in die verschiedenen Sektoren zu lenken sind (stoffliche Nutzung, Strom- und Wärmeerzeugung). Die Verfeuerung von Biomasse in effizienter Kraft-Wärme-Kopplung trägt beispielsweise stärker zum Klimaschutz bei als die Nutzung als Biokraftstoff der ersten Generation. Der **Import von Biokraftstoffen** kann einen weiteren Beitrag zur Erreichung der Klimaziele leisten, muss allerdings Grundanforderungen der Nachhaltigkeit genügen. Dies macht ein Zertifizierungssystem erforderlich, das derzeit in verschiedenen Vorhaben ausgearbeitet wird.

Je ambitionierter die Klimaziele jedoch sind, desto stärker muss auch der Verkehrssektor, und damit neben anderen Maßnahmen auch die Kraftstoffbereitstellung, in dem Maßnahmenkatalog aufgenommen werden, zumal mit zunehmendem Fortschritt der Kraftstoffproduktion (Kraftstoffe der zweiten Generation, beispielsweise BtL und Bioethanol aus Lignozellulose) der Unterschied stationär/mobil sinken wird.

Allerdings ist die vorrangige **Ausschöpfung der Effizienzpotenziale** insbesondere im Straßenverkehr eine unabdingbare, robuste und kosteneffiziente Voraussetzung für das Erreichen hoher Anteile alternativer Kraftstoffe am Gesamtkraftstoffbedarf wie auch für die Erreichung der Klimaschutzziele insgesamt. Für die weitere Entwicklung der konventionellen Fahrzeuge sind technische Maßnahmen absehbar, die bei konsequenter Umsetzung schon im Referenzfall bis zum Jahr 2050 eine Senkung der CO₂-Emissionen um 60 % zulassen.

Literatur

J. Nitsch (2007), Leitszenario 2006, Studie im Auftrag des Bundesumweltministeriums.

BMU (2004) DLR, IFEU, WI, „Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland“, Stuttgart, Heidelberg, Wuppertal 2004.

EWI/Prognos (2005) Prognos, EWI, „Energierport IV. Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030. Energiewirtschaftliche Referenzprognose“, Schlussbericht, im Auftrag des BMWA.

EWI/Prognos (2006), „Auswirkungen höherer Ölpreise auf Energieangebot und –nachfrage“, im Auftrag des BMWi.

WI, ifeu, DLR (2005), „Entwicklung einer Gesamtstrategie alternativer Kraftstoffe“, Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes.