

## Systemtechnische Planungsmethoden

# Stromwirtschaft im Spannungsfeld von Ökologie und Ökonomie

In allen Epochen der Menschheitsgeschichte haben die Mengen und Arten der Energie, über die die Menschen verfügen konnten, ihre Lebensbedingungen entscheidend mitbestimmt. Dies gilt besonders für die nun über hundertjährige Periode der Stromerzeugung und -anwendung. Sie ist zumindest in den Industrieländern dadurch gekennzeichnet, dass vormals luxuriöse Energiedienste wie das Licht und der Ersatz von Muskelkraft durch Elektromotoren in der Industrie sowie vielfältige neue Energiedienste wie das Fernsehen oder die modernen Kommunikationstechniken für alle Teile der Bevölkerung verfügbar gemacht wurden.

Die bisherigen Aufgabenstellungen in der Energiewirtschaft waren zum großen Teil durch nationale Bedingungen bestimmt. Mit der weiteren Expansion der Weltenergiemärkte, dem Aufbau transkontinentaler Transportsysteme und der damit zunehmenden Verflechtung zwischen den Staaten dieser Erde gewinnen die Fragen der Energieversorgung aber eine immer stärkere internationale Dimension. Diese wird verstärkt durch die grenzüberschreitenden Umweltprobleme und das globale Klimaproblem. Die Lösung der Energie- und Umweltfragen der Zukunft wird also ver-

stärkt globaler Ansätze bedürfen, was für die nationale Politik eine stärkere Berücksichtigung der weltweiten Belange erforderlich macht.

Diese Perspektive ist derzeit in der nationalen Energiepolitik noch wenig entwickelt; dort sind eher Vorgaben zu finden, die im Wesentlichen auf einzelne Technologien fokussieren. Dies zeigt sich z. B. in der Atomgesetz-Novelle, dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), dem Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG) oder auch im Emissionshandelsgesetz.

Ein weiteres für die Bewältigung der Zukunft wichtiges Phänomen charakterisiert die Lage zu Beginn des 21. Jahrhunderts: Die Veränderungen des Lebensumfeldes schreiten noch nie so schnell voran wie heute. Der technisch-wissenschaftliche Fortschritt entwickelt sich rasant, wobei sich der Wissensbestand alle sieben Jahre verdoppelt. Dies bedeutet einerseits, dass wie nie zuvor in ihrer Geschichte die Menschheit über die Fähigkeiten verfügt, eine bessere Welt zu gestalten. Andererseits erodiert der schnelle Wandel der Lebensverhältnisse den Wert von Lebenserfahrung als Orientierungshilfe zur Bewältigung der Zukunft. Die Zeitspannen der überschaubaren Zukunft werden kürzer, die Ungewissheit über die Zukunft nimmt zu und dies vor dem Hintergrund einer steigenden Lebenserwartung der Menschen.

Um so wichtiger ist es, aufbauend auf einer umfassenden Problemanalyse, die uns zur Bewältigung der Energie- und Umweltprobleme zur Verfügung stehenden Optionen systematisch zusammenzustellen und im Hinblick auf die Erreichung der energie- und umweltpolitischen Ziele einzuordnen. Angesichts der Komplexität der Probleme

und der Vernetzung der einzelnen Problembereiche erfordert dies einen ganzheitlichen Ansatz, der zwischen Fakten und gesicherter Erkenntnis und ihrer politischen Bewertung bewusst trennt. Dabei geht es nicht darum, die Zukunft der Energie- und Stromwirtschaft im Sinne einer Prognose vorherzusagen, sondern – unter Beachtung der bestehenden Unsicherheiten – die heute anstehenden energie- und umweltbezogenen Weichenstellungen auf eine möglichst rationale Basis zu stellen. Hierzu soll der folgende Aufsatz mit Fokussierung auf die Stromwirtschaft dienen, der eine Übersicht über die Ergebnisse von am Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart durchgeführten und laufenden Forschungsvorhaben gibt.

## Ordnungsrahmen und Wettbewerb

Mit den gemeinsamen Vorschriften für den europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt und die damit einhergehenden Änderungen des deutschen Energiewirtschaftsgesetzes haben sich die Rahmenbedingungen an den Strom- und Gasmärkten grundlegend geändert. Die Energieversorgungsunternehmen (EVU) haben sich vor dem Hintergrund des nationalen und internationalen Wettbewerbs von klassischen Versorgungs- zu modernen Energiedienstleistungsunternehmen weiterentwickelt.

Die mit den gesetzlichen Änderungen implizierten Wettbewerbswirkungen sind in den nationalen Märkten allerdings nur teilweise eingetreten und haben noch nicht zu einer Vollendung des europäischen Binnenmarktes geführt. Wettbewerbsprobleme bestehen im Elektrizitätssektor nach wie vor im Bereich des Netzzugangs, sind aber auch auf die zunehmende Marktkonzentration auf Erzeugungsebene zurückzuführen. So haben die beiden größten EVU in Deutschland, RWE und Eon, ihre Marktposition in Europa durch die Unternehmenskäufe der letzten Jahre konsequent ausgebaut. Gleiches gilt für die großen EVU in den europäischen Nachbarländern.

Die zunehmende Oligopolisierung der europäischen Elektrizitätsmärkte führt zu einer Situation, in der die angestrebten Wettbe-

Dr.-Ing. *Peter Bickel*, Dr.-Ing. *Markus Blesl*, Dr. rer. nat. *Wolfgang Bott*, Dipl.-Volksw. *Ingo Ellersdorfer*, Dr. sc. agr. *Ludger Ellrop*, Dr. rer. pol. *Ulrich Fahl*, Prof. Dr.-Ing. habil. *Rainer Friedrich*, Dr.-Ing. *Stefan Reis*, Dipl.-Ing. *Derk Jan Swider*, Dipl.-Ing. *Eberhard Thöne*, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart.

Die Verfasser widmen diesen Aufsatz Prof. Dr.-Ing. *Alfred Voß*, Institutsleiter des IER, zu seinem 60. Geburtstag.

## Veränderung der Strompreise

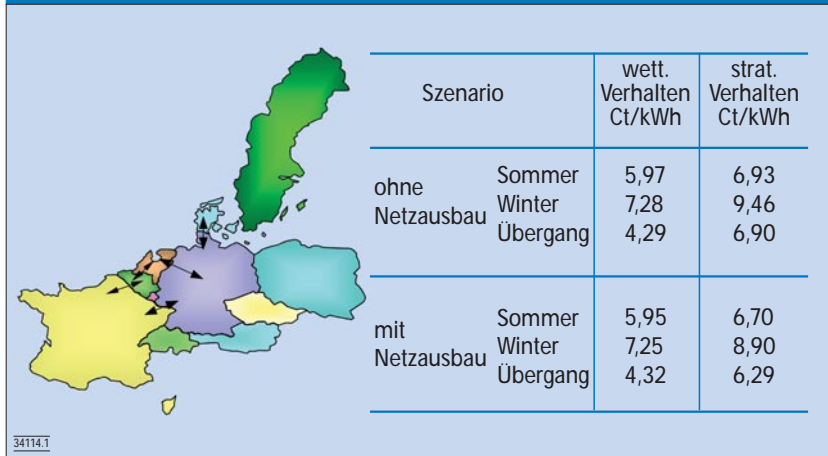


Bild 1. Veränderung der Strompreise (ohne Steuern und Abgaben) in Deutschland (Aufstellung rechts) nach Ausbau der internationalen Transportkapazitäten (Bild links) bei strategischer Marktbeeinflussung der vier großen deutschen Energieversorgungsunternehmen im Vergleich zu wettbewerblichem Verhalten

werbsverbesserungen gemindert und vielmehr Möglichkeiten zur strategischen Marktbeeinflussung gestärkt werden könnten. Analysen zu den Auswirkungen marktbeeinflussenden Verhaltens im europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt kommen zu dem Ergebnis, dass erhebliche Anreize bestehen, die vorhandene Marktmacht zu nutzen [1]. Eine Möglichkeit, die Wettbewerbssituation zu verbessern, liegt u. a. im Ausbau der internationalen Transportkapazitäten, wie sie von der Europäischen Kommission im Trans-European Energy Networks Programme angestrebt werden. Bild 1 zeigt hierzu exemplarische Szenarioergebnisse des Oligopolmodells »Lemi« für den europäischen Elektrizitätsmarkt bei Ausbau der internationalen Transportkapazitäten [2].

### Optionen in der Stromwirtschaft

#### Risikomanagement

Mit der Liberalisierung der Elektrizitätsmärkte und bedingt durch den sich stetig ändernden Ordnungsrahmen stehen die Entscheidungsträger in der Stromwirtschaft (Kraftwerksbetreiber, Netzbetreiber, Stromhändler) vor neuen Herausforderungen. Neben dem Wandel vom bisherigen Optimierungsziel der Kostenminimierung hin zur Gewinnmaximierung gewinnt vor allem der adäquate Umgang mit Unsicherheiten (Preis, Nachfrage, Angebot) an Bedeutung. Dementsprechend rückt die Handelsplanung und Risikoabsicherung, d. h. die gewinnmaximale Optimierung der Handelsaktivitäten bei Begrenzung der dabei eingegangenen Risiken, in den Fokus der operativen Geschäftstätigkeit. Bei diesen Handelsentscheidungen sind neben den klassischen Randbedingungen der Kraftwerkseinsatzplanung (Anfahrtsentscheidungen, Mindestbetriebszeiten) auch eine Vielfalt von Handlungsoptionen zu beachten. Dazu zählt vor allem die Möglichkeit, eigene Kauf- und Verkaufsgebote an Spot- aber auch an Regulenergiemärkten einzustellen.

Um ähnlichen Herausforderungen zu begegnen und die hoch komplexen Entscheidungen des jeweiligen Marktteilnehmers zu unterstützen, wurden bereits unter den alten weitgehend regulierten Marktbedingungen Optimierungsmodelle eingesetzt. Diese Modelle

beruhen jedoch i. d. R. auf einer deterministischen Formulierung der zu lösenden Zielfunktion [3]. Mit dem zunehmenden Einfluss von Unsicherheiten auf die Geschäftstätigkeit werden aber heute entscheidungsunterstützende Optimierungsmodelle benötigt, die die vorliegenden Risiken durch eine stochastische Formulierung der zu lösenden Zielfunktion (kontinuierlich, diskret) berücksichtigen können [4;5].

Eine besondere Bedeutung haben in diesem Zusammenhang Prognosen der stochastischen Größen. Bei der angesprochenen Handelsplanung sind dies vor allem Prognosen der Preise an Spot- und Regulenergiemärkten [4;6]. Aktuelle Studien zeigen, dass erst unter Verwendung

moderner ökonomischer Verfahren (Garch-, Mixture-, Switching-Regime-Ansatz) ausreichende Prognosegüten erreicht werden können (Bild 2). Die Vorteile dieser Ansätze bestehen in der gesteigerten Fähigkeit, extreme Preissprünge und die in den zugrunde liegenden Preisverteilungen zu beobachtenden Abweichungen von einer Normalverteilung abbilden zu können.

Weiterhin werden Methoden zur Bewertung der mit einer Entscheidung verbundenen Risikodisposition benötigt [7]. In den letzten Jahren konnten dazu erfolgreich bekannte Ansätze aus der Finanzmathematik (Value-at-Risk, Profit-at-Risk) an die Anforderungen und Besonderheiten der Stromwirtschaft angepasst werden. Von besonderer

## Exemplarische Ergebnisse

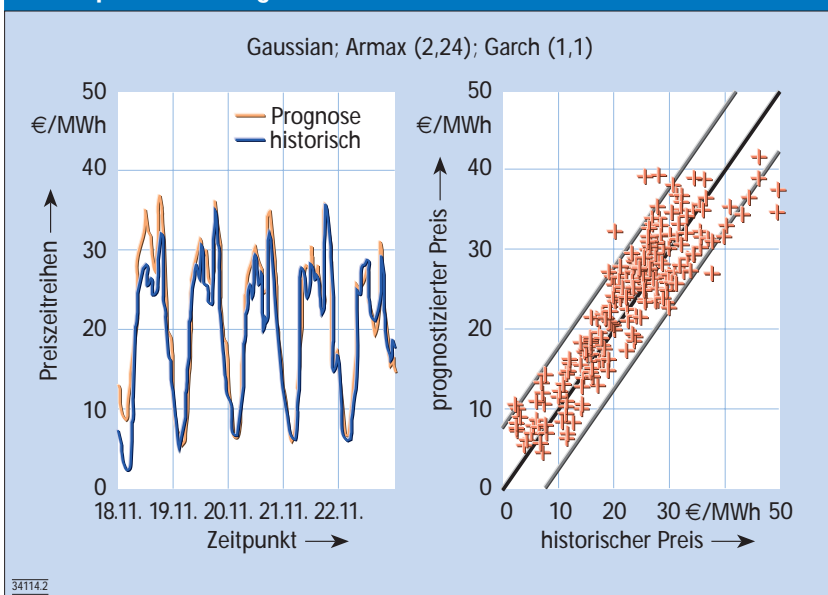


Bild 2. Exemplarische Ergebnisse der Prognose von Spotmarktpreisen an der EEX unter Verwendung eines Armax-Modells mit Berücksichtigung bedingter Heteroskedastizität durch einen Garch-Ansatz

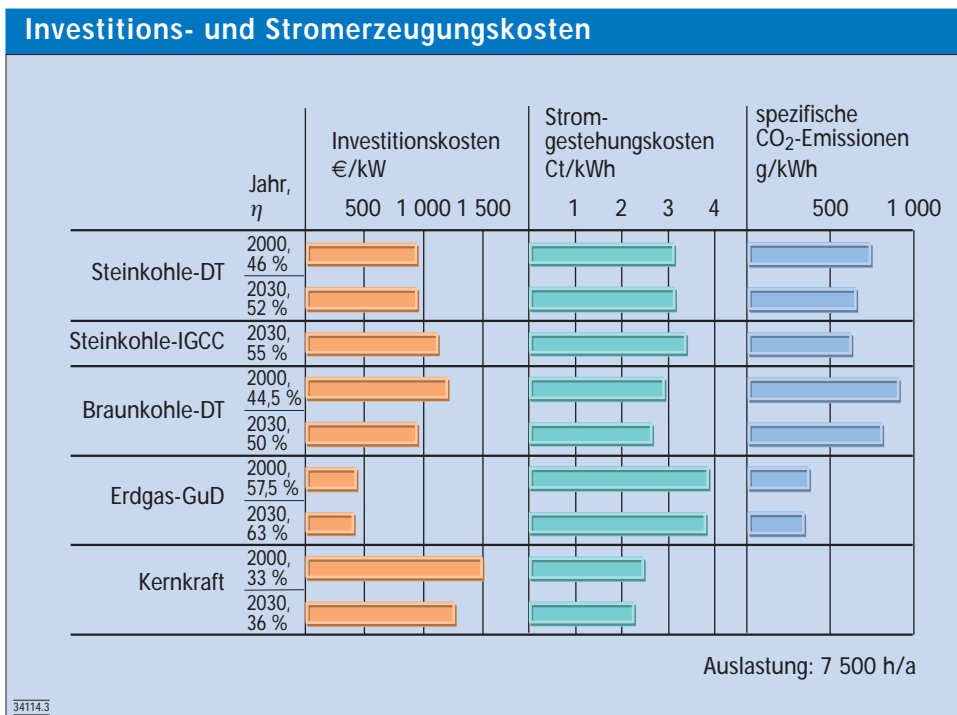


Bild 3. Investitions- und Stromerzeugungskosten sowie spezifische CO<sub>2</sub>-Emissionen von fossilen und nuklearen Kraftwerkstechnologien

Bedeutung ist in diesem Zusammenhang die Bewertung von Kraftwerken, wobei aktuelle Studien zeigen, dass sich dazu vor allem erweiterte Ansätze auf der Basis des Realloptionsansatzes eignen.

Infolge zukünftiger Änderungen des Ordnungsrahmens und der so mit hoher Wahrscheinlichkeit weiter zunehmenden Komplexität kurz- und langfristiger Entscheidungen (Handelsentscheidungen, Investitionsentscheidungen) ist zu erwarten, dass die methoden- und modellorientierte Entscheidungsunterstützung in der Stromwirtschaft weiter an Bedeutung gewinnt.

**Fossile und nukleare Kraftwerke**

Die zuvor dargestellten, aktuellen und für die Zukunft erwarteten Rahmenbedingungen der Elektrizitätswirtschaft haben unmittelbar Einfluss auf die Ausrichtung der Entwicklung von Kraftwerkstechnologien. Ein wesentliches Kriterium ist hierbei die Wirtschaftlichkeit, die – bei Zustandekommen eines Kohlendioxid-(CO<sub>2</sub>-)Zertifikatehandels – auch entscheidend durch die jeweiligen Treibhausgasemissionen beeinflusst wird [8]. Entsprechend zeichnet sich als ein wesentlicher technologieübergreifender Entwicklungstrend in der Kraftwerksindustrie die Reduktion

der Anlagenkosten und die Steigerung der Wirkungsgrade ab [9]. Parallel dazu werden verschiedene Verfahren zur CO<sub>2</sub>-Abtrennung weiterentwickelt. Da die Abtrennung von CO<sub>2</sub> aus Synthesegasen mit geringeren Wirkungsgradeinbußen verbunden ist als die Abscheidung aus atmosphärischen Rauchgasen, wird diese derzeit favorisiert [10].

Die Effizienz von Kraft-Wärme-Prozessen ist thermodynamisch bedingt neben der nicht beeinflussbaren Umgebungstemperatur in starkem Maße von der mittleren oberen Temperatur des Prozesses abhängig. Entwicklungen mit dem Ziel der Effizienzsteigerungen sind daher neben der Optimierung von Komponenten und der Prozessführung besonders darauf ausgerichtet, möglichst hohe Prozesstemperaturen und hohe Prozessdrücke (Prozessparameter) zu realisieren. Mit den konventionellen hochwarmfesten Kesselwerkstoffen bleibt der von Steinkohlekraftwerken erreichbare Wirkungsgrad auf Werte < 45 % beschränkt. Steigerungen über 45 % hinaus erfordern die Anhebung der Frischdampfzustände auf > 270 bar/580 °C. Solche (und höhere) Dampfzustände lassen sich mit den in jüngerer Zeit für den Kraftwerkeinsatz qualifizierten ferritisch/martensitischen Werkstoffen reali-

sieren. Weiterführende Konzepte basieren auf der Vergasung der Steinkohle und der Nutzung des erzeugten Synthesegases im Gas- und Dampfturbinenprozess. Mit den IGCC-Kraftwerken (Integrated Gasification Combined Cycle) werden auf Kohlebasis Wirkungsgrade von rd. 56 % projiziert.

Im Bereich der Gasturbinentechnologie liegt die Gaseintrittstemperatur heute bei rd. 1 200 °C, und es sind Aggregate mit einer Leistung von rd. 240 MW verfügbar. Steigerungen der Leistung und Effizienz werden auch hier – verknüpft mit der Entwicklung neuer Werkstoffe und verbesserten Kühlungskonzepten für die thermisch hochbelasteten Turbinenkomponenten – erwartet.

In Verbindung von Gasturbinen mit einem nachgeschalteten Dampfturbinenprozess (GuD) sind gegenwärtig Anlagen auf Erdgasbasis mit einem Wirkungsgrad bis 58 % verfügbar. Die Weiterentwicklungen bei den Gasturbinen kommen auch den GuD-Anlagen zugute. Zudem verspricht vor allem die Mehrwellenkonfiguration, bei der die Abtriebswellen der Gasturbosätze nicht mit der Welle der Dampfturbine zusammengeschaltet sind, weiteres Entwicklungspotenzial. Mehrwellenanlagen zeichnen sich vor allem durch geringere spezifische Investitionen aus, da der Aufwand für die Anlage stark unterproportional mit der installierten Leistung steigt.

Im Bereich der nuklearen Stromerzeugung wird gegenwärtig die Entwicklung fortschrittlicher Reaktoren forciert. Mit dem Ziel der Verbesserung der Anlagensicherheit und des Störfallrisikos, der Erhöhung des Wirkungsgrades, der Erhöhung des Abbrandes radioaktiver Einsatzstoffe und der Reduzierung der Stromerzeugungskosten werden weltweit verschiedene Konzepte verfolgt. Eines davon ist der European Pressurized Water Reactor (EPR), der auf der Basis der französischen N4-Reaktoren und der deutschen Konvoi-Reaktoren weiterentwickelt wurde. Er gehört zu den evolutionären Reaktortypen, die im Gegensatz zu völlig neuen Bauprinzipien auf den Erfahrungen bewährter Anlagen aufbauen, diese jedoch in entscheidenden Punkten übertreffen [11]. Der Wirkungsgrad des EPR wird durch Optimierung des Prozesses und der Komponenten



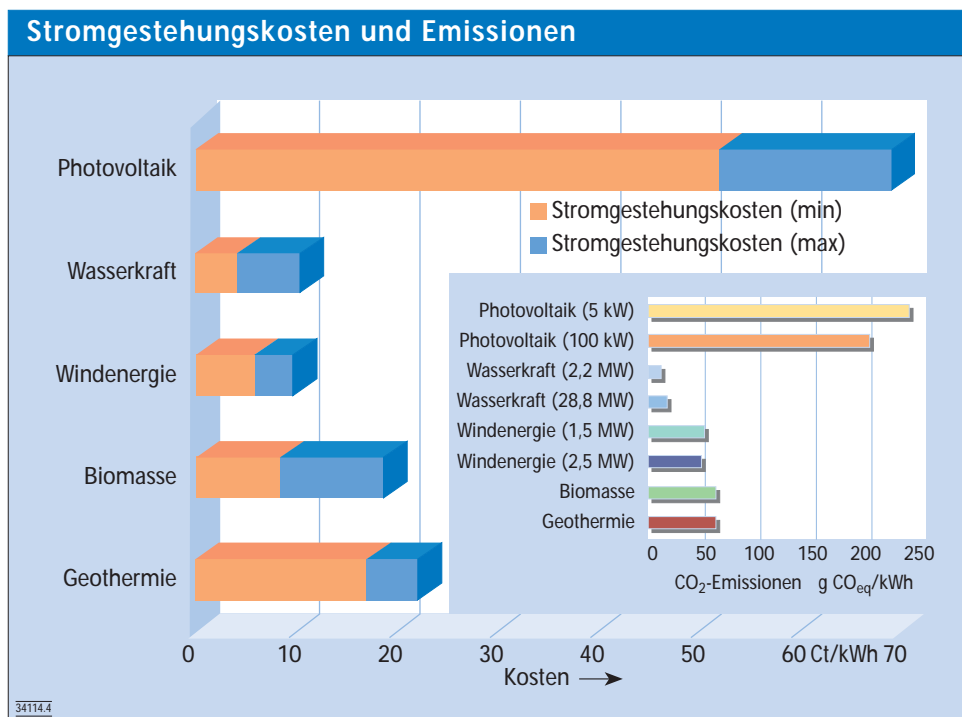


Bild 4. Stromgestehungskosten (Bandbreite) und Emissionen an CO<sub>2</sub>-Äquivalenten bei der Nutzung erneuerbarer Energien

ten mit 36 % um rd. 3%-Punkte höher liegen als bei den bestehenden Druckwasserreaktoren.

Bild 3 zeigt die mit den angesprochenen Entwicklungen verbundenen Absenkungen der spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen infolge der verbesserten Wirkungsgrade, die projizierten spezifischen Investitionen und die resultierenden Stromgestehungskosten zukünftiger fossiler und nuklearer Kraftwerke im Vergleich zum heutigen Stand [10].

### Regenerative Energien

Eine Vielzahl von technischen Optionen zur Energie- und Stromerzeugung bieten regenerative Energien. Es ist daher eine notwendige Aufgabe, diese Vielzahl von Möglichkeiten und Kombinationen technisch, ökonomisch und ökologisch zu analysieren, um eine Bewertungsbasis zu schaffen.

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien hat in den letzten Jahren, nicht zuletzt durch die gesetzliche Verpflichtung der gesicherten Abnahme regenerativ erzeugten Stroms mit festen Preisen, erheblich an Bedeutung gewonnen. Sie trägt mit 46 TWh heute zu rd. 8 % des Endenergieverbrauches in Deutschland bei – mit weiter steigender Tendenz. Die Windenergie hat 2004 bei der Stromerzeugung

die Wasserkraft als bedeutendsten Energieträger abgelöst und mehr als 3,5 % zum gesamten Endenergieverbrauch in Deutschland beigetragen. Im Jahr 2003 wurden rd. 37 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalente durch die Nutzung erneuerbarer Energien für die Stromerzeugung vermieden, dies macht rd. 4,3 % der Gesamtemissionen an CO<sub>2</sub>-Äquivalenten aus (alle Angaben aus [12]).

In einer Studie für das Zentrum Energieforschung Stuttgart (ZES) wurden am IER die einzelnen regenerativen Stromerzeugungstechnologien im Hinblick auf ihre ökonomischen und ökologischen Kenndaten analysiert und Entwicklungspotenziale abgeleitet [13].

Die Nutzung der Wasserkraft wurde u. a. durch die vergleichsweise hohen Anforderungen aus dem Genehmigungsrecht in den vergangenen Jahren nur begrenzt um rd. 20 MW (elektrisch) ausgebaut. Jedoch lassen sich je nach Bundesland unterschiedlich große weitere Potenziale, vor allem im Bereich der Kleinwasserkraftwerke und dem Ersatz und der Modernisierung bestehender Anlagen, erschließen. Für Baden-Württemberg wird hier z. B. ein Ausbaupotenzial von rd. 25 % der derzeitigen Nutzung angegeben. Die zukünftigen Herausforderungen liegen in der Vereinbarkeit von

Leistungssteigerungen und der Verbesserung des gewässerökologischen Zustands.

Die photovoltaische Stromerzeugung hat in besonderem Maße von den guten Förderbedingungen im EEG profitiert und verzeichnet weiter hohe Zuwachszahlen. Ihre energiewirtschaftliche Bedeutung bleibt aber auch auf absehbare Zeit sehr gering. Sie zeichnet sich nach wie vor durch hohe Stromgestehungskosten von 52 bis 70 Ct/kWh (elektrisch) (Bild 4) aus. Entwicklungen zur Kostenreduzierung, z. B. durch Serienfertigung oder den Markteintritt der Dünnschichtzellentechnologien, zeichnen sich ab. Besondere Chancen für die deutsche Solarzellenindustrie liegen zunehmend auch im Export.

Die Windenergienutzung onshore hat in einigen Regionen Deutschlands das Ende des Ausbaus erreicht. Die höheren Volllaststundenzahlen auf See lassen bereits in naher Zukunft die offshore Windenergienutzung auch in Deutschland Realität werden. Gegenwärtig werden vor allem Fragen nach dem erforderlichen Netzausbau bzw. des Backup-Aufwandes geklärt. Die heute noch vergleichsweise höheren Stromgestehungskosten (Bild 4) sollen in naher Zukunft den Bereich der auf fossilen Rohstoffen basierenden Stromerzeugungssysteme erreichen.

Das erste Kraftwerk zur Stromerzeugung aus Geothermie in Neustadt-Glewe mit einer elektrischen Leistung von 230 kW markiert den Start der geothermischen Stromerzeugung in Deutschland. Weitere Projekte sind in Vorbereitung, jedoch wird erst mittel- bis langfristig auf der Basis erfolgreicher Pilotprojekte und weiterer Fortschritte bei den technischen Standards mit größeren Anlagenkapazitäten zu rechnen sein.

Die Stromerzeugung aus Biomasse hat in den zurückliegenden Jahren erheblich zugenommen. Hier spielt die Holzenergienutzung, aber auch die Verstromung von biogenen Gasen die wesentliche Rolle. Im Bereich der Biomasse wird der Kraft-Wärme-Kopplung zukünftig weiter eine entscheidende Rolle zukommen.

Die Stromgestehungskosten regenerativer Energien im Vergleich sind dementsprechend sehr unterschiedlich (Bild 4). Im Vergleich mit konventionellen Stromerzeugungs-

## Zukünftige Stromerzeugungstechniken

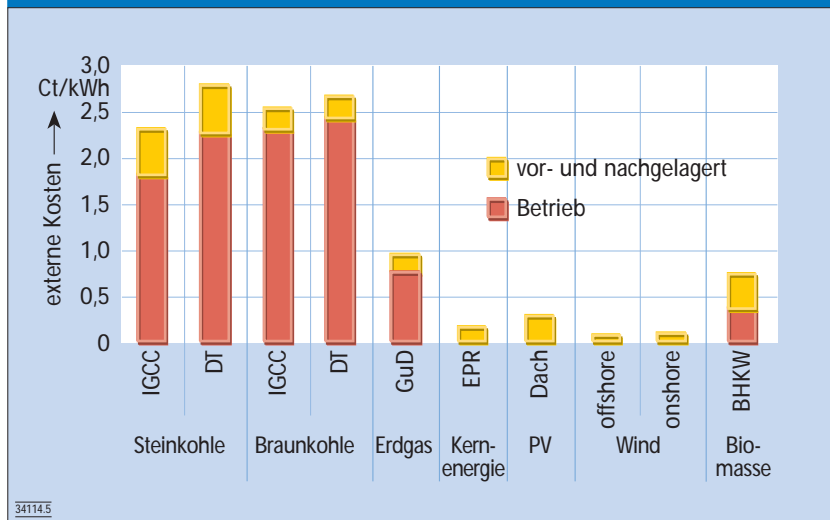


Bild 5. Externe Kosten ausgewählter zukünftiger Stromerzeugungstechniken – Stand der Technik etwa im Jahr 2010 – in Deutschland durch Emission von Luftschadstoffen und Treibhausgasen sowie durch radiologische Risiken (IGCC: Kraftwerk mit integrierter Kohledruckvergasung; DT: Dampfturbinenkraftwerk; GuD: Gasturbine mit nachgeschaltetem Dampfturbinenprozess; EPR: Europäischer Druckwasserreaktor; Dach: Dachanlage; BHKW: Gasmotor-Blockheizkraftwerk)

systemen (Bild 3) ist die Stromerzeugung aus Biomasse und Geothermie um das Zwei- bis Vierfache teurer. Die Nutzung von Wasserkraft und Windenergie ist hingegen, zumindest an der unteren Grenze der Bandbreite, annähernd gleich. Die Emissionen an CO<sub>2</sub>-Äquivalenten [14] (Bild 4) sind erwartungsgemäß deutlich niedriger als bei den konventionellen Stromerzeugungssystemen. Die hohen Werte für die Photovoltaik, die im Wesentlichen aus der aufwändigen Rohstoffbereitstellung für die Produktion der Module resultieren, zeigen den erheblichen Bedarf an weiteren technischen Entwicklungen in diesem Sektor.

### Externe Kosten

Bei der Bewertung und dem Vergleich von Stromerzeugungsoptionen sollten neben den einzelwirtschaftlichen Stromgestehungskosten die verursachten Risiken und Schäden mitbetrachtet werden. Am besten gelingt dies, indem die entstehenden Schäden quantifiziert und anschließend monetarisiert, also in einen gemeinsamen Maßstab, den Geldwert, umgerechnet werden. Eine Methode zur Abschätzung der resultierenden externen Kosten, die Wirkungspfadanalyse, wird seit mehr als einem Jahrzehnt mit Mitteln der Europäischen Kommission entwickelt. Erste Ergebnisse werden etwa in [15] bis [19] dargestellt.

In den letzten Jahren wurde die Methode kontinuierlich weiterentwickelt; so wurden neuere Erkenntnisse über Gesundheitsschäden, z. B. die Entstehung von Bronchitis und die Verringerung der Lebenserwartung durch Feinstaub, berücksichtigt; in einer Umfrage wurde die Zahlungsbereitschaft zur Verringerung von Gesundheitsrisiken ermittelt; Unfallrisiken bei der Gewinnung, dem Transport und der Umwandlung fossiler Energieträger wurden abgeschätzt und die Palette der berücksichtigten Schadstoffe wurde erweitert. Außerdem wurde die Weiterentwicklung der Stromerzeugungstechniken vor allem bei der Nutzung erneuerbarer Energieträger (Wind, Photovoltaik, Biomasse), aber auch bei der Nutzung von Kohle und Erdgas berücksichtigt.

Bild 5 zeigt als Ergebnis eine Abschätzung der externen Kosten für Techniken, die voraussichtlich 2010 in Betrieb gehen; dargestellt ist die

beste Schätzung der externen Kosten je kWh für Anlagen in Deutschland. Aufgrund hoher Emissionen von Treibhausgasen und Luftschadstoffen im Kraftwerksbetrieb verursacht die Nutzung von Kohle nach wie vor die höchsten externen Kosten. Biomasse profitiert von geringen CO<sub>2</sub>-Kosten, Windenergie weist nur sehr geringe externe Kosten auf, wobei die visuelle Beeinträchtigung allerdings nicht berücksichtigt wurde. Ähnlich günstig schneidet die Kernenergie ab, für die ein Mittelwert zwischen direkter Endlagerung und Wiederaufarbeitung der radioaktiven Abfälle angenommen wurde. Allerdings ist bei der Bewertung keine Risikoaversion berücksichtigt. Zukünftige Photovoltaikanlagen können sich aufgrund der erwarteten technischen Weiterentwicklungen gegenüber heute betriebenen Anlagen erheblich verbessern, liegen aber immer noch deutlich über den externen Kosten etwa der Windenergieanlagen. Die Bandbreite der Schätzungen ist noch groß, die Eckwerte liegen um mehr als einen Faktor zwei ober- oder unterhalb des Mittelwertes. Dabei wird in der Regel die Rangfolge der Ergebnisse jedoch nicht verändert.

Entsprechende Abschätzungen werden bei energie- und umweltpolitischen Entscheidungen mehr und mehr herangezogen, parallel werden im Rahmen weiterer Forschungsprojekte die noch bestehenden Lücken reduziert.

Strategien für die Stromwirtschaft

### Erzeugungsstrukturen in Europa

Mit der Liberalisierung der Strommärkte verschwinden die Landesgrenzen zunehmend. Diese Randbedingung ist auch für Investitionen in neue Kraftwerke relevant, da als Kraftwerkstandort nun im Prinzip jedes europäische Land infrage kommt. Durch die Altersstruktur des europäischen Kraftwerksparks und einen prognostizierten Anstieg der Stromnachfrage muss hier in Europa bis 2020 für rd. 300 GW an Kraftwerkskapazität investiert werden.

Mit einer Szenarioanalyse kann aufgezeigt werden, wie sich unterschiedliche Rahmensetzungen im Klimaschutz auf die Investitionen in Erzeugungsoptionen und damit auf die Kraftwerksstruktur in der EU-25 auswirken. Im Vergleich mit einer Entwicklung ohne Klimaschutzziele als Referenzszenario (REF) erfolgt in Szenarien mit Klimaschutzziele eine Orientierung an der globalen Zielsetzung, längerfristig die CO<sub>2</sub>-Konzentration unter 550 ppm zu stabilisieren. Hiervon ausgehend wird im Soft Landing Szenario (Soft) unterstellt, dass das Minderungsziel der EU-15 bzw. die nationalen Ziele der neuen Mitgliedstaaten von allen Sektoren, d. h. auch von der Stromerzeugung, in gleichem Maße erfüllt werden müssen. Um wirtschaftlich effizient Minderungsziele zu erreichen, bie-

tet es sich an, durch flexible Mechanismen die Kosteneffizienz der Emissionsreduktion in Drittländern zu berücksichtigen. Dies wird im Szenario »Flex« durch die Vorgabe eines gemeinsamen Ziels für die EU-25 simuliert.

Grundlage für die Szenarioanalyse ist das auf dem Modellgenerator Times [20] bis [23] basierende Strom-Systemmodell Times-EE (einschließlich der Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen) [24;25], das derzeit die EU-25 sowie die Schweiz und Norwegen von 2000 bis 2030 abbildet. Regional differenziert sind Brennstoffpreise, Kraftwerksstrukturen, Zubauoptionen, Potenziale erneuerbarer Energieträger und charakteristische sektorale Lastkurven erfasst. Durch Kopplung der verschiedenen Regionen, entsprechend der existierenden Kuppelkapazitäten, ergibt sich intern ein interregionales Wettbewerbsgefüge.

In den Szenarioanalysen steigt die Netto-Stromerzeugung in der EU-25 von rd. 2 500 TWh im Jahr 2000 auf rd. 3 700 TWh im Jahr 2030. Im Referenzszenario nimmt der Anteil der Stromerzeugung aus Steinkohle von 27,2 % im Jahr 2000 auf 37,7 % im Jahr 2030 zu. Die Nutzung erneuerbarer Energien wird auf europäischer Ebene im Wesentlichen durch die verstärkte Stromerzeugung aus Windenergie und Bioenergieträgern ausgebaut.

Im Vergleich zum Referenzszenario wächst im Falle von EU-15-weiten bzw. nationalen Klimaschutzziele (Soft) die Erdgasverstromung in der EU-25 (Bild 6). Des Weiteren wird mehr Strom aus Kernenergie und aus Biomasse produziert. Hierdurch wird Steinkohlestromerzeugung verdrängt. Nur geringfügig niedrigere Erzeugungsmengen sind bei der Braunkohle zu verzeichnen. Die Politikmaßnahme flexible Mechanismen (Flex) führt in der EU-25 im Vergleich zum Szenario »Soft« zu einer leichten Erhöhung der Steinkohlestromerzeugung zu Lasten der Erdgasstromerzeugung. Dies ist vor allem auf überschüssige Emissionszertifikate von Polen und Tschechien zurückzuführen.

Insgesamt steigt die Importabhängigkeit Deutschlands in den Klimaschutzszenarien, da die Gaspreise frei Kraftwerk hierzulande im europäischen Vergleich mit am höchsten sind. Kommt es in den nächsten Jahren nicht vorausschauend zu

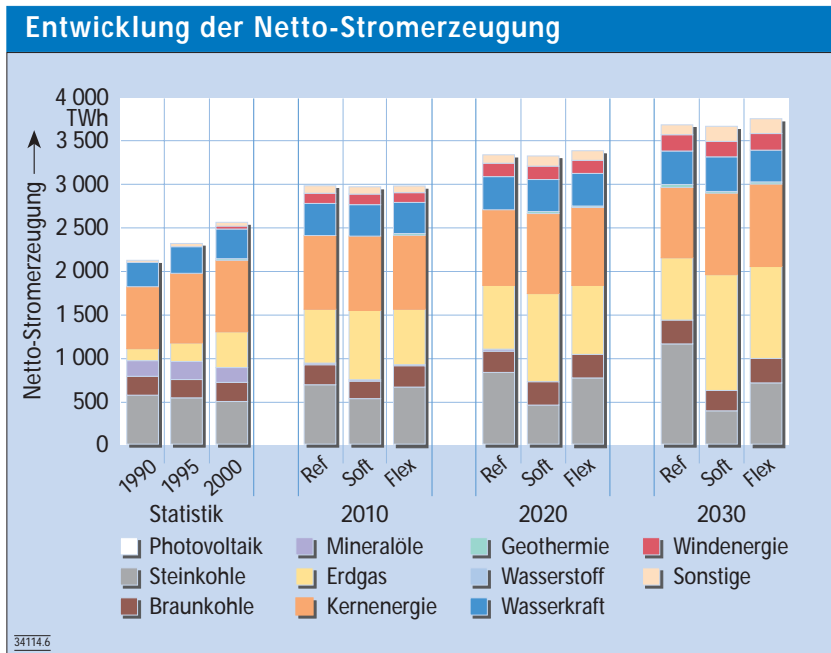


Bild 6. Entwicklung der Netto-Stromerzeugung in der EU-25 nach Energieträgern in den verschiedenen Szenarien

massiven Kraftwerksneubauten in Deutschland, steigt der Stromimport langfristig auf ein Niveau von 60 TWh.

Hinsichtlich der ökonomischen Bewertung der unterschiedlichen Handlungsstrategien zeigt sich, dass mit der weiteren Öffnung des Emissionshandelsmarktes auf die EU-25 im Szenario Flex die Zertifikatspreise im Kyoto-Zieljahr 2010 nahe bei 0 €/t CO<sub>2</sub> liegen gegenüber rd. 8 €/t CO<sub>2</sub> im Szenario Soft.

#### Emissionsminderung

Öffentliche Kraftwerke tragen in Deutschland neben den Emissionen von Treibhausgasen vor allem zu Emissionen von Stickstoffoxiden (NO<sub>x</sub>), Schwefeldioxid (SO<sub>2</sub>) und Staub (PM = Particulate Matter) bei und haben so einen weiteren Anteil an negativen Umwelt- und Gesundheitseffekten. In den letzten Jahrzehnten wurden allerdings erhebliche Anstrengungen unternommen, Emissionen gerade aus Großfeuerungsanlagen zu begrenzen. So konnten beispielsweise die Stickoxidemissionen der öffentlichen Kraftwerke von rd. 600 kt im Jahr 1990 (22 % der gesamten NO<sub>x</sub>-Emissionen) auf 245 kt (15 %) im Jahr 2000 reduziert werden.

Nach neueren Erkenntnissen entstehen die größten Gesundheitsbelastungen durch Luftverschmut-

zung durch Feinstaub (PM10 = Teilchen mit einem aerodynamischen Durchmesser < 10 µm bzw. PM2,5); überdies sind die ab 2005 geltenden Grenzwerte für PM10 in Deutschland an vielen Stellen überschritten; ein Grund, die Feinstaubemissionen genauer zu untersuchen.

Die öffentlichen Kraftwerke in Deutschland emittierten 16,6 kt PM10 im Jahr 2000, dies entspricht einem Anteil von rd. 6 % der gesamten Emissionen, im Jahr 2010 werden es nur noch rd. 14 kt PM10 (5 %) sein.

Bei der kleineren, als besonders gesundheitsschädigend geltenden PM2,5-Fraktion beträgt der Anteil der öffentlichen Kraftwerke derzeit 8 % (14 kt PM2,5).

Andere Quellgruppen wie Straßenverkehr (10,5 %, vor allem Dieselfahrzeuge), Aufwirbelung von Straßenstaub (31 %), Produktionsprozesse (23 %) und Industriefeuerungen (2,4 %), sowie Holz- und Kohlefeuerungen in Haushalten (9,6 %) tragen mehr zu den PM10-Emissionen bei.

Vor allem bei Dieselmotoren, sowohl im Straßenverkehr als auch etwa in Baumaschinen und Traktoren, bei Holzfeuerungen, bei Industrieprozessfeuerungen und bei diffusen Emissionen sind noch erhebliche Minderungspotenziale vorhanden.



## Schlussbetrachtung

Die neuen Anforderungen des liberalisierten Marktes erfordern in der Stromwirtschaft eine zunehmende Orientierung an ökonomischen Gesichtspunkten sowie ein fundiertes Risikomanagement. Dies gilt auch für die strategischen Entscheidungen bei der Investition in neue Kraftwerke. Hier sind vielfältige Optionen vorhanden, die es ermöglichen, ökologische und ökonomische Aspekte gleichzeitig zu berücksichtigen. Die ökologischen Herausforderungen, vor allem der Klimaschutz und die Minderung der Staubemissionen, sind dabei wesentliche Randbedingungen, die günstigerweise ebenfalls über ökonomische Ansätze, z. B. die Internalisierung externer Kosten, erfasst werden sollten. Zur Fundierung der operativen und strategischen Entscheidungen von Unternehmen und Politik dienen integrierte systemtechnische Planungsmethoden, die es gestatten, die unsicheren Rahmenbedingungen zu berücksichtigen.

## LITERATUR

- [1] Ellersdorfer, I.; Blesl, M.; Fahl, U.; Kessler, A.: Wettbewerb im liberalisierten europäischen Elektrizitätsmarkt – Analysen mit einem spieltheoretischen Modellansatz. Zeitschrift für Energiewirtschaft, 28. Jg. (2004), Heft 1, S. 3 – 8.
- [2] Ellersdorfer, I.; Blesl, M.; Traber, T.; Fahl, U.; Kessler, A.: Marktposition deutscher EVU im liberalisierten europäischen Elektrizitätsmarkt. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 53. Jg. (2003), Heft 12, S. 788 – 793.
- [3] Kluck, D.: Einsatzoptimierung von Kraftwerkssystemen mit Kraft-Wärme-Kopplung. IER-Forschungsbericht Band 3, Stuttgart 1990.
- [4] Swider, D. J.: Handel an Regelernergie- und Spotmärkten: Methoden zur Entscheidungsunterstützung für Netz- und Kraftwerksbetreiber. Dissertation an der Universität Stuttgart (eingereicht) 2005.
- [5] Brand, H.: Erstellung von Angebotsfunktionen für den Spotmarkt unter Verwendung der stochastischen Kraftwerkseinsatzplanung. Dissertation an der Universität Stuttgart (in Bearbeitung) 2005.
- [6] Swider, D. J.; Weber, C.: Regelergiemarkt in Deutschland – Ausgestaltung und Preisanalyse. CD-Rom zur 3. Internationalen Energiewirtschaftstagung, Technische Universität Wien. [online] <<http://elib.uni-stuttgart.de/opus/volltexte/2003/1371>>.
- [7] Hoeck, C.; Sander, K.; Weber, C.: VaR-Modelle zur Risikoabsicherung in der Energiewirtschaft. Unveröffentlichter Forschungsbericht. Universität Stuttgart 2003.
- [8] Blesl, M.; Fahl, U.; Kempe, S.; Voß, A.: Investitionen in neue Kraftwerke im Angesicht der Diskussion um eine nachhaltige Entwicklung – ein Widerspruch? ew 104. Jg. (2005), in Vorbereitung.

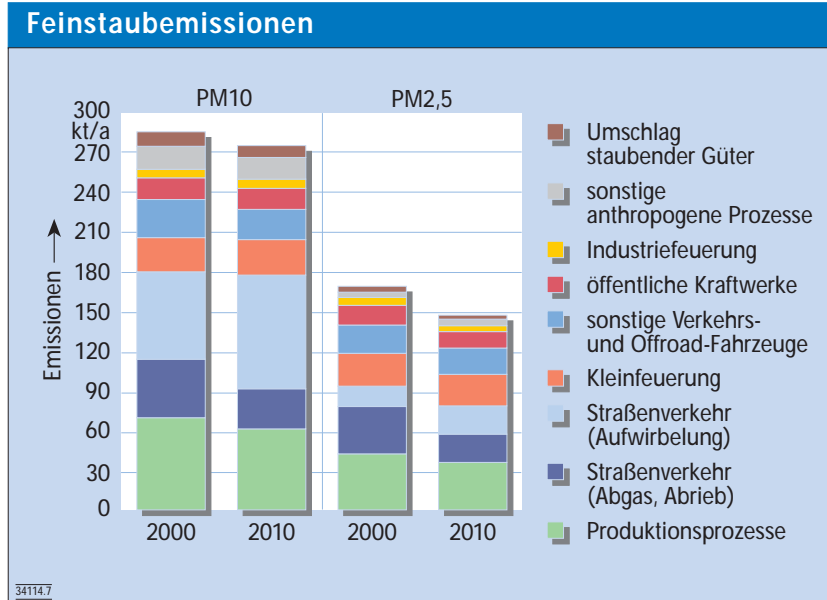


Bild 7. Feinstaubemissionen (PM10 und PM2,5) aus öffentlichen Kraftwerken und anderen Quellen in Deutschland für 2000 und 2010 [26]

- [9] Kempe, S.; Blesl, M.; Fahl, U.; Voß, A.: Country statement on generation technologies, cost estimates and energy/electricity tax systems – Germany. Projected costs of generating electricity, OECD/NEA, Paris 2005 (forthcoming).
- [10] Briem, S.; Diaz, A.; Blesl, M.; Fahl, U.; Voß, A.: Chancen und Perspektiven innovativer Kraftwerkssysteme. In: Stein, G.; Markewitz, P. (Hrsg.): Energietechnische Perspektiven für Deutschland – Das Ikarus-Projekt. Forschungszentrum Jülich, Jülich 2003.
- [11] OECD/NEA (Hrsg.): Business as Usual and Nuclear Power. Proceedings of a Joint IEA/NEA Meeting, Paris 14. – 15. Oktober 1999.
- [12] Bundesumweltministerium: Erneuerbare Energien in Zahlen – nationale und internationale Entwicklung – Stand März 2004, Bundesumweltministerium 2004.
- [13] Kruck, C.; Eltrop, L.: Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien – Eine technische, ökonomische und ökologische Analyse im Hinblick auf eine nachhaltige Energieversorgung in Deutschland. Zentrum Energieforschung Stuttgart – ZES, auf [http://www.zes.uni-stuttgart.de/deutschprojekte/p\\_0001.html](http://www.zes.uni-stuttgart.de/deutschprojekte/p_0001.html)
- [14] Kaltschmitt, M.; Wiese, A.; Streicher, W.: Erneuerbare Energien – Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte. Springer Verlag Berlin, Heidelberg, 2003.
- [15] Briem, S.; Blesl, M.; dos Santos Bernardes, M. A.; Fahl, U.; Krewitt, W.; Nill, M.; Rath-Nagel, S.; Voß, A.: Grundlagen zur Beurteilung der Nachhaltigkeit von Energiesystemen in Baden-Württemberg. IER-Forschungsbericht Band 91, Stuttgart 2002.
- [16] Greßmann, A.; Friedrich, R.: Externe Kosten der Stromerzeugung – Stand der Diskussion. Elektrizitätswirtschaft, 95. Jg. (1996), Heft 13, S. 899 – 906.
- [17] Friedrich, R.; Bickel, P.: Estimation of External Costs Using the Impact-Pathway-Approach. Results from the ExternE project series. TA-Datenbank-Nachrichten, 10. Jg. (2001), Nr. 3, S. 74 – 82. <http://www.itas.fzk.de/deu/tadn/tadn013/frbi01a.htm>
- [18] Friedrich, R.; Krewitt, W.: Externe Kosten der Stromerzeugung. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 48. Jg. (1998), Heft 12, S. 789 – 795.
- [19] Greßmann, A.; Friedrich, R. et al.: Externe Effekte durch getrennte und gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung – ein Vergleich. Elektrizitätswirtschaft, 99. Jg. (2000), Heft 12, S. 22 – 29.
- [20] Remme, U.; Goldstein, G.; Schlenzig, C.; Schellmann, U.: Mesap/Times – Advanced decision support for energy and environmental planning. In: Chamoni, P.; Leisten, R. (Hrsg.): Operations Research Proceedings 2001, S. 59 – 66, Springer-Verlag, Berlin 2001.
- [21] Prognos, IER und WI: Szenarienerstellung, Endbericht an die Enquete-Kommission »Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung« des 14. Deutschen Bundestages; Prognos AG, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie; Basel, Stuttgart, Wuppertal, Juli 2002.
- [22] Blesl, M.; Fahl, U.; Kempe, S.; Voß, A.: Auswirkungen des Zertifikat Handels auf KWK und Fernwärme. EuroHeat&Power, 33. Jg. (2004), Heft 6, S. 28 – 41.
- [23] Remme, U.; Fahl, U.; Blesl, M.: Times-D, in: Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen in Deutschland (Hrsg.): Umwelt- und Klimaschutz in liberalisierten Energiemärkten – Die Rolle erneuerbarer Energieträger. Lit Verlag, Münster, 2004.
- [24] Blesl, M.; Remme, U.; Fahl, U.: European Electricity Market between Liberalisation and Climate Protection. International Energy Workshop (IEW), Paris, Juni 2004.
- [25] Blesl, M.: Times-EE27. ETSAP-Workshop, Florenz, November 2004.
- [26] Pregger, T.; Friedrich, R.: Feinstaubemissionen in Deutschland – Quellen, zukünftige Entwicklung, Minderungspotenziale. KRdL-Experten-Forum Staub und Staubinhaltsstoffe, KRdL-Schriftenreihe Band 33, VDI Düsseldorf, 2004.
- [27] Pregger, T.; Friedrich, R.: Untersuchung der Feinstaubemissionen und Minderungspotenziale am Beispiel Baden-Württemberg. Gefahrstoffe – Reinhaltung der Luft, 64. Jg. (2004), Nr. 1/2, S. 53 – 61.

(34114)

[uf@ier.uni-stuttgart.de](mailto:uf@ier.uni-stuttgart.de)

[www.ier.uni-stuttgart.de](http://www.ier.uni-stuttgart.de)